

Fabício Peter Vahl

**Avaliação dos Impactos Ambientais e no Mercado
da Trajetória Tecnológica Contemporânea
para Geração de Eletricidade
no Brasil**

Tese submetida ao Programa de Pós-
graduação de engenharia de Produção
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Doutor em Engenharia de Produção
Orientador: Prof. Dr. Nelson Casarotto
Filho

Florianópolis
2014

Vahl, Fabrício Peter

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS E NO MERCADO : DA
TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA CONTEMPORÂNEA / Fabrício Peter
Vahl; orientador, Nelson Casarotto Filho -
Florianópolis, SC, 2014.

139 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação
em Engenharia de Produção.

Inclui referências

1. Engenharia de Produção. 2. trajetória tecnológica.
3. gás natural. 4. preço da energia elétrica no Brasil.
5. fontes renováveis. I. Casarotto Filho, Nelson . II.
Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-
Graduação em Engenharia de Produção. III. Título.

Fabício Peter Vahl

AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS E NO MERCADO
DA TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA CONTEMPORÂNEA
PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE
NO BRASIL

Esta Tese foi julgada adequada para obtenção do Título de Doutor e
aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-graduação em
Engenharia de Produção.

Florianópolis, 19 de Dezembro de 2014.

Profa. Lucila Campos, Dra.
Coordenadora do Curso

Banca Examinadora:

Prof. Nelson Casarotto Filho, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Sérgio Mayerle, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Artur Santa Catarina, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Antônio Sérgio Coelho, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado a minha esposa, meu filho e aos meus queridos pais.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha esposa e meu filho pela compreensão da dedicação para a realização deste trabalho. Agradeço a meus pais pelo incentivo a busca do conhecimento, e a meu orientador que me aconselhou durante meu desenvolvimento como pesquisador.

RESUMO

Embora haja consenso internacional sobre a necessidade de controle sobre a poluição e redução dos gases de efeito estufa, as políticas energéticas divergem entre países e consequentemente seus resultados. A adoção de novas trajetórias tecnológicas para geração de energia são reflexo disso. Diversos países têm buscado o aumento de geração a partir de fontes renováveis, enquanto no Brasil a matriz energética tem sido guiada para plantas a gás natural. Assim, esse estudo visa avaliar os impactos que tecnologias diferentes podem acarretar em níveis de poluição e na variação de preços da energia elétrica no Brasil. Nesse intuito, foram comparadas previsões de emissões de gases de efeito estufa através da análise de regressão de dados históricos da geração de energia elétrica no Brasil, e possíveis variações de preço e comportamento de mercado através de modelagem matemática utilizando inequações variacionais. Essas abordagens consideraram cenários prevendo o aumento da utilização de termelétricas e, alternativamente, caso esse aumento de oferta fosse proveniente de fontes renováveis como solar fotovoltaica, eólica ou biomassa. Os resultados demonstram que a trajetória atual deve tornar a matriz energética brasileira mais poluidora, tornando o gás natural a maior fonte de energia para geração de eletricidade a partir de 2022, elevando também os preços da eletricidade na distribuição. Propõe-se que o incremento da inclusão de fontes renováveis podem alterar essa trajetória, reduzindo essas emissões do setor e também os preços da energia, além de serem sistemas mais eficientes.

Palavras-chave: trajetória tecnológica; energia elétrica; fontes renováveis; gás natural; preço da energia elétrica no Brasil.

ABSTRACT

Although there is international consensus on the need for control over pollution and reduction of greenhouse gases, energy policies differ among countries and consequently their results. The adoption of new technological path dependences for power generation is a reflection of that. Several countries have sought to increase generation from renewable sources, while Brazil's energy matrix has been guided towards natural gas. Thus, this study aims to assess the impacts different technologies may result in pollution levels and price variation of electricity in Brazil. To that end, projected emissions of greenhouse gases and changes in price were compared if increased use of thermal is continued and, alternatively, if this increase in supply becomes from renewable sources such as solar photovoltaic, wind or biomass. The results demonstrate that the current trajectory shall increase pollution from Brazilian energy matrix, making natural gas a major source of energy for electricity generation from 2022. Thus it is proposed that the increased inclusion of renewables can reduce these emissions and also the prices of energy, in addition to being more efficient systems.

Keywords: greenhouse gases; electricity; renewable sources; natural gas; price of electricity in Brazil.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Capacidade instalada para diferentes fontes de geração de energia elétrica no Brasil	24
Figura 2 – Estrutura do trabalho	31
Figura 3 – Sistema Interligado Nacional (SIN) simplificado	46
Figura 4 – Micro rede, geração e armazenamento distribuído de Energia	52
Figura 5 – Médias climatológicas sazonais no Brasil	56
Figura 6 – Potencial eólico no Brasil	60
Figura 7 – Potencial de energia solar no Brasil	62
Figura 8 – Potencial hídrico brasileiro	66
Figura 9 – Comportamento genérico da demanda em relação a variações de preços	67
Figura 10 – Equilíbrio de mercado entre demanda e oferta de energia (concorrência perfeita)	71
Figura 11 – Grafo de mercado distribuído geograficamente	76
Figura 12 – Projeções da distribuição do Mercado de energia elétrica no Brasil	83
Figura 13 – Média de emissões de CO ₂ da geração de eletricidade no Brasil	84
Figura 14 – Série normalizada de dados da geração de energia elétrica no Brasil	86
Figura 15 – Tendência da geração térmica no Brasil desde o ano 2000	87
Figura 16 – Projeção da capacidade instalada das fontes de energia minoritárias no Brasil	89
Figura 17 – Evolução da capacidade instalada de centrais hídricas e térmicas para geração de eletricidade no Brasil	91
Figura 18 – Modelo de rede de distribuição de energia utilizado	94
Figura 19 – Excedente do produtor em relação aos custos Marginais	95
Figura 20 – Preço médio de equilíbrio nos mercados de acordo com a proporção de geração distribuída para cada tecnologia	97
Figura 21 – Energia negociada nos mercados de acordo com a inserção de geradores distribuídos	98
Figura 22 – Variação do preço médio de mercado de acordo com a quantidade negociada	99
Figura 23 – Tamanho atingível de mercado de acordo com o	

nível de penetração de diferentes tecnologias em mercados mistos	100
Figura 24 – Preço mínimo atingível de acordo com o nível de penetração de diferentes tecnologias	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custos de tecnologias para geração de energia elétrica nos EUA	69
Tabela 2 – Emissões de CO ₂ da matriz energética brasileira	73
Tabela 3 – Resultados das regressões, previsões e metas de expansão de capacidade de acordo com cada fonte	79
Tabela 4 – Funções de preço pela demanda para cada mercado	82
Tabela 5 – Perdas em diferentes tipos de cabos de transmissão de energia elétrica	83
Tabela 6 – Impactos econômicos da inserção de geradores distribuídos em mercados consumidores industriais de energia elétrica considerando oligopólio de produtores utilizando diferentes tecnologias	86
Tabela 7 – Resultados de mercado para diferentes tecnologias em cenários de acordo com a proporção de geração distribuída na rede	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CCC - Conta de Consumo de Combustível
DG – Distributed Generation (Geração Distribuída)
DHES - Sistema de Energia Distribuída Híbrida
DMPPT – Distributed Maximum Power Pont Tracking
DS – Distributed Storage (armazenamento distribuído)
EP - Energia Potencial
EV – Veículo Elétrico
GEE - Gases de Efeito Estufa
GLP - Gás Liquefeito de Petróleo
LGN - Líquido de Gás Natural
MCTI - Ministério da Ciência e Tecnologia
MPPT – Maximum Power Pont Tracking
ONS - Operador Nacional do Sistema
PCH - Pequenas Centrais Hidrelétricas
PNMC - Política Nacional sobre Mudança do Clima
PV – Fotovoltaica
SIN – Sistema Integrado Nacional
UPGN - Unidades de Processamento de Gás Natural
V2G – Vehicle-to-grid (Veículo para a rede)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	23
1.1	JUSTIFICATIVA.....	27
1.2.	OBJETIVOS.....	28
1.2.1	Objetivo Geral.....	28
1.2.2	Objetivos Específicos.....	28
1.3.	METODOLOGIA.....	29
1.3.1.	Método para avaliação dos impactos ambientais.....	29
1.3.2.	Método para avaliação dos impactos no Mercado.....	32
1.4.	DELIMITAÇÕES.....	33
1.5.	ORIGINALIDADE.....	34
1.6.	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	36
2.	REVISÃO DA LITERATURA.....	39
2.1.	TRANSIÇÕES TECNOLÓGICAS NO SETOR DE ENERGIA.....	39
2.1.1.	Trajetória dependente da oferta de energia e sua criação	40
2.1.2.	Trajetória dependente do uso de energia	42
2.1.3.	A criação de trajetórias tecnológicas mais sustentáveis para o setor de energia elétrica: em busca de reduções da pegada de carbono	43
2.2.	MERCADOS DE ENERGIA.....	45
2.2.1.	O mercado livre de energia.....	48
2.2.2.	O mercado spot de energia.....	48
2.2.3.	Geração distribuída de energia.....	40
2.2.4.	Natureza da oferta de energia.....	53
2.2.4.1.	Potencial do gás natural.....	56
2.2.4.2.	Potencial de energia eólica.....	59
2.2.4.3.	Potencial de energia solar.....	61
2.2.4.4.	Potencial de energia a partir de biomassa.....	63
2.2.2.5.	Potencial hídrico.....	64
2.2.5.	Natureza da demanda.....	67
2.3.	MODELAGEM DE MERCADOS DE ENERGIA.....	69
2.3.1.	Modelos de equilíbrio de mercado utilizando inequações Variacionais.....	70
2.3.2.	Modelo de equilíbrio de mercado para redes de distribuição de energia elétrica.....	75
2.3.2.1.	Função da demanda de energia.....	78
2.3.2.2.	Função da oferta de energia.....	80

2.3.2.3 Custos marginais da geração distribuída.....	80
2.3.2.4. Custos e perdas da distribuição.....	81
3. AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS DAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS BRASILEIRAS CONTEMPORÂNEAS.....	83
3.1. EMISSÕES DE CO2 DA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO BRASIL.....	84
3.2. RELAÇÃO ENTRE O NÍVEL DE RESERVAS HÍDRICAS E DESPACHO DE ENERGIA TÉRMICA.....	85
3.3. EMISSÕES DE CO2 DE ACORDO COM A TRAJETÓRIA DO MIX ENERGÉTICO BRASILEIRO.....	88
4. AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NO MERCADO DE ELETRICIDADE DA TRAJETÓRIA ENERGÉTICA BRASILEIRA CONTEMPORÂNEA.....	93
4.1. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DO MODELO.....	93
4.1.1. Comportamento da demanda	94
4.1.2. Função da oferta de energia	94
4.1.3. Estimativa dos custos e perdas de distribuição	83
4.2. AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DE MERCADO DO MODELO.....	95
4.2.1. Mercado industrial	96
4.2.2. Mercado livre	99
4.2.3 Conclusões sobre os impactos no mercado de eletricidade de acordo com as trajetórias tecnológicas para geração de eletricidade no Brasil	102
5. ESTRATÉGIAS PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA...	107
5.1. DESENVOLVIMENTO DA INFRAESTRUTURA PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E REDES INTELIGENTES.....	107
5.2. FINANCIAMENTO PARA AMPLIAÇÃO DO MARKET SHARE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS	109
5.3. INTERMITÊNCIA DAS FONTES RENOVÁVEIS E O GÁS NATURAL	110
5.4. GESTÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	110
5.5. DESENVOLVIMENTO DE NICHOS DE MERCADO PARA O GÁS NATURAL.....	111
CONSIDERAÇÕES FINAIS	113
REFERÊNCIAS	117
ANEXOS	127

1. INTRODUÇÃO

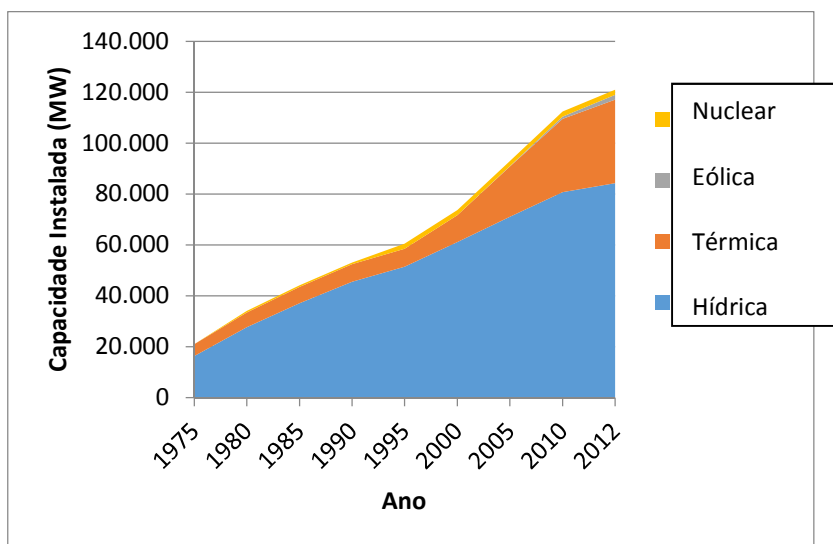
As sociedades modernas enfrentam uma demanda crescente de energia, o que implica em vários desafios com a previsão de escassez dos tradicionais recursos energéticos fósseis e as consequências ambientais da poluição. O desenvolvimento de tecnologias para geração de energia de micro e pequeno porte, tecnologias de geração distribuída (DG) e para armazenamento de energia exigem que a infraestrutura de energia e a infraestrutura de informação de micro redes inteligentes alcance fluxos de energia nos dois sentidos e interações multi-stakeholders (SUN e ZHANG, 2012). Estes desenvolvimentos estão trazendo mudanças radicais para o modelo tradicional de produção e de fornecimento, bem como para o modelo de negócio da indústria de energia (HOUWING et al., 2008).

Segundo Krajacic et al. (2011), os sistemas de energia no futuro serão baseados em quatro pilares: Energia Renovável, Edifícios como Plantas de Energia Positiva, Armazenamento de Energia e Redes Inteligentes, em combinação com Veículos Elétricos Plugin e V2G (Vehicle-to-Grid). Investimentos em geração de energia hídrica, nuclear, eólica e fotovoltaica (PV), bem como outras novas tecnologias de geração de energia estão crescendo continuamente. Contudo, o rápido desenvolvimento da indústria do setor de energia tem revelado algumas fragilidades na segurança, estabilidade e vulnerabilidade dessas redes (HOUWING et al., 2008). O setor elétrico demonstra diferentes emissões de GEE (Gases de Efeito Estufa) entre os países, o que é um resultado de cada combinação de energias particular. Ele é o principal emissor de gases de efeito estufa em muitos países devido a usinas termelétricas (IEA, 2013a; NREL, 2012).

O desenvolvimento de tecnologias recentes e novas reservas encontradas tornaram o gás natural como recurso principal para a transição de matrizes energéticas para reduzir os níveis de carbono em todo o mundo, especialmente complementando a intermitência de fontes renováveis (MOHAREB e KENNEDY, 2014; IEA, 2013b; NREL, 2012). Tal hipótese é verdadeira quando comparamos uma usina térmica alimentada com carvão ou óleo para uma a gás natural, já que o carvão emite duas vezes os níveis de GEE do que o gás natural. Por outro lado, a rede elétrica brasileira tem sido abastecida principalmente a partir de hidrelétricas ao longo de décadas, e parece que políticas atuais têm tido o objetivo de aumentar a participação do gás natural, o que de fato

aumenta os níveis de gases de efeito estufa do setor (VAHL e CASAROTTO, 2015). A capacidade instalada de plantas com tecnologias diferentes no Sistema Integrado Nacional (SIN) é demonstrado na fig. 1, onde o aumento da participação de energia térmica é visível nos últimos anos. Apesar desse cenário, as emissões de CO₂ per capita do Brasil deve ter um aumento de 50% para chegar a 3 toneladas de CO₂ em 2035, o que ainda é apenas 70% da média mundial (IEA, 2013b).

Figura 1 – Capacidade instalada para diferentes fontes de geração de energia elétrica no Brasil



Fonte: EPE (2013)

A descoberta de campos offshore (Pré-sal) definiu o Brasil como uma das maiores reservas de petróleo e gás do mundo (GOLDEMBERG ET AL, 2014; IEA, 2013b). No entanto, o potencial dessas reservas é questionável, já que a extração de petróleo está atrelada ao desenvolvimento de novas tecnologias para perfuração em profundidades do oceano ainda não realizadas, além de possíveis

oscilações de mercado que podem alterar a viabilidade econômico-financeira dessa atividade (VAHL e CASAROTTO, 2015). Por exemplo, novas tecnologias para fracturing e outros métodos de extração de petróleo e gás de xisto podem tornar os Estados Unidos autônomos dessas fontes de energia, o que faria com o valor de mercado da commodity despencar (GIANINI, 2014; LAMUCCI, 2011). Como altos custos para extração do petróleo são apenas justificados com alto valor de mercado, as reservas do pré-sal são extremamente vulneráveis aos riscos de mercado atuais, sendo que o preço para viabilizar sua exploração está estimado em USD\$60 por barril (GOLDEMBERG et al, 2014; LAMUCCI, 2011).

Ainda assim as políticas energéticas brasileiras têm cada vez mais utilizado despachos de usinas termelétricas no Brasil, o que pode ser visto como uma dependência da trajetória tecnológica promovida pela indústria de petróleo e gás, impulsionado pela aparente disponibilidade de fornecimento. Essa tendência favorece a adoção de tecnologias para essas fontes de energia, diretamente apoiadas pelo governo, uma vez que a Petrobras, o principal player no mercado, é uma empresa controlada pelo Estado.

Uma forma eficaz de resolver os problemas de fornecimento de energia, e simultaneamente promover a redução dos impactos ambientais do setor energético, é o planejamento e desenvolvimento de sistemas de abastecimento distribuídos em conjunto com os sistemas de fornecimento de energia centralizados tradicionais. Comparado com grandes e convencionais redes elétricas, as micro-redes podem ser compostas das cargas e micro geradores de energia (DGs podem estar contidos na micro-rede, como geradores eólicos ou fotovoltaicos), o que pode fornecer eletricidade e muitas vezes energia térmica simultaneamente (DAOUTIS E DIALYNAS, 2009). Tanto a localização e a capacidade de uma fonte DG têm influências diferentes sobre comportamento da corrente de curto-circuito, tensões de barramento e os fluxos de potência em redes de distribuição de energia (JARDIM et al, 2008; RÜTHER et al, 2008; RÜTHER e BRAUN, 2009; MOLINA e MERCADO, de 2010; URBANETZ et al., 2012).

Assim, este trabalho demonstra que as políticas brasileiras atuais sobre geração e consumo de energia elétrica estão criando um novo caminho tecnológico (technological path dependence), menos sustentável, o que levará a administração atual longe das reduções de emissões de GEE desejadas como anunciado (VAHL e CASAROTTO,

2015; VAHL et al, 2013b). Essa política também será responsável por um provável aumento de preços da energia, devido ao elevado custo operacional das centrais termelétricas que estão sendo inseridas na matriz energética nacional (VAHL et al, 2013a).

Nesse intuito, apresentamos uma análise de dados históricos obtidos a partir de órgãos públicos brasileiros ligados ao setor de energia, a fim de comparar as previsões de futuras emissões de GEE, de acordo com o caminho que está sendo criado atualmente, com metas do governo. Em relação à análise de dados empíricos, as emissões de GEE atualmente foram medidas e comparadas com as primeiras metas acordadas em 1990 (benchmark), conforme proposto pelo IPCC (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas) (IPCC, 1990; 2007; 2013), o que tem permitido comparações entre países, como realizações e eficácia das políticas criadas. Os resultados dessas análises devem fornecer um conhecimento através da experiência, a fim de corrigir as projeções antigas sobre futuras emissões, depois que iniciativas já tenham sido aplicadas, o que em sequência podem promover alterações tanto de políticas ou metas, o que for mais sensato a cada país.

Com a finalidade de analisar futuros impactos econômicos das políticas energéticas atuais foi elaborado um modelo matemático utilizando inequações variacionais para avaliação de mercados de energia elétrica em diferentes cenários, similar ao apresentado em VAHL et al (2013a). Tal modelo serviu de base para visualizar o comportamento de preços e mercados de energia elétrica comercializadas caso a matriz energética brasileira passe a utilizar maiores quantidades de energia provinda de centrais térmicas a gás natural ou a partir de fontes renováveis.

A despeito de tais cenários futuros, propomos políticas alternativas para o desenvolvimento de novos caminhos para a geração de eletricidade utilizando tecnologias mais limpas e o uso mais eficiente do gás natural, mantendo o mix de energia elétrica brasileiro principalmente renovável. Os resultados econômicos e ambientais dessas propostas foram comparados aos resultados da trajetória atual, com foco no gás natural apenas, e servem como parâmetros para uma avaliação da sustentabilidade das políticas energéticas brasileiras atuais. Tal método pode ser também aplicado em outros países, utilizando dados da demanda local como quantidades, preço e elasticidade-preço, dos custos marginais dos possíveis fornecedores distribuídos, e das emissões de CO₂ das fontes primárias disponíveis.

1.1.JUSTIFICATIVA

O consenso internacional sobre a redução de gases de efeito estufa (GEE) foi alcançado nas últimas décadas. No entanto, a fim de não interferir na soberania de cada país, metas e abordagens de redução foram deixados sob responsabilidade dos governos nacionais (IPCC, 1990). Tal decisão levou a diferenças nas políticas de energia e realizações de redução entre os países (LAIRD E STEFES, 2009; LIPP, 2007). Além disso, o rápido desenvolvimento de economias como Brasil, China, Índia, Rússia e África do Sul apresentam maiores diferenças de metas e políticas, comparando a países desenvolvidos (IEA, 2013a; RUBIO e FOLCHI, 2012), com muito menos consideração e esforço em matéria de redução das emissões de GEE, uma vez que traz restrições econômicas de curto prazo.

Muitos problemas sociais, incluindo as questões ambientais, são resultado de dilemas sociais. Embora a cooperação uniforme iria beneficiar a todos, cada indivíduo pode se beneficiar do oportunismo, chamado *free-riding* (HARDING, 1968). As sociedades têm encontrado maneiras de superar as “tragédias dos comuns” (*tragedy of the commons*), ou problemas coletivos, que envolvam uma massa da sociedade, e muitos estudos têm apresentado modelos e abordagens que possam atenuar esse dilema de forma eficiente. Jogos co-evolucionários mostram claramente que a co-evolução é um conceito promissor a seguir, uma vez que constitui a atualização mais natural dos jogos evolucionários no sentido de que não só as estratégias evoluem no tempo, mas o mesmo acontece com o meio ambiente, que por sua vez afeta de volta o resultado da evolução das estratégias (PERK E SZOLNOKI, 2010).

Já para Grund et al. (2013), a competição biológica é amplamente acreditada para resultar na evolução das preferências egoístas. Considerando as condições que promovem o comportamento não cooperativo, os autores demonstram que a migração inter-geracional determina se o resultado da competição gera um “*homo economicus*”, mostrando preferências de autoestima, ou um “*homo socialis*”, com outros em consideração. Nesse sentido, a implantação de geração distribuída de energia (DG), especialmente utilizando fontes renováveis, enfrenta várias barreiras. De acordo com a literatura apresentada no capítulo 2, a hipótese da tese parte da premissa que a inserção de geradores distribuídos a partir de fontes renováveis, acoplados a redes

de distribuição inteligentes (smart grids) pode reduzir as emissões de gases de efeito estufa e também os preços da energia, além de aumentar a sua disponibilidade nos mercados. No entanto, salienta-se que o planejamento de redes de distribuição de energia também requer mudanças incrementais em políticas econômicas para embasar tal transição de forma eficaz. À medida que aumenta o nível de penetração de geradores distribuídos (percentual de energia fornecida no mercado) há diferentes cenários econômicos que dependem das tecnologias empregadas e os resultados devem ser lidados de acordo.

Portanto, o problema principal desta pesquisa está em avaliar quais impactos ambientais e no mercado do setor de energia elétrica brasileiro são acarretados devido ao aumento de geração termelétrica de acordo com a trajetória atual. Em contrapartida, procurou-se avaliar as mesmas características em caso hipotético devido à inserção de geradores distribuídos a partir de fontes renováveis como solução mais sustentável, alternativamente ao modelo de desenvolvimento desse setor atualmente empregado no Brasil.

1.2. OBJETIVOS

Os seguintes objetivos são apresentados no intuito de responder ao problema de pesquisa proposto.

1.2.1. Objetivo geral

Avaliar os impactos que tecnologias diferentes podem acarretar em níveis de poluição e na variação de preços da energia elétrica no Brasil, devido ao aumento de geradores distribuídos movidos a gás natural ou, alternativamente, a partir de fontes renováveis como solar fotovoltaica (PV), eólica e biomassa.

1.2.2. Objetivos específicos

a) Levantar o comportamento histórico das fatias de mercado de fontes hídricas, térmicas, nucleares, eólicas e a partir de biomassa para geração de energia elétrica no Brasil;

b) Avaliar previsões de emissões de CO₂ da matriz energética brasileira de acordo com o comportamento e políticas atuais, utilizado como métrica para avaliação dos impactos ambientais;

c) Levantar caminhos tecnológicos alternativos, utilizando tecnologias renováveis para geração de energia como PV, eólica e biomassa, de acordo com o potencial energético de cada fonte no Brasil;

d) Elaborar modelo matemático para avaliação de mercados de distribuição de energia elétrica, do comportamento de preços, da concorrência e da demanda;

e) Levantar as curvas de oferta e demanda por energia elétrica no Brasil, de acordo com diferentes fontes (gás natural, PV, eólica e biomassa) e mercados (residencial, comercial e industrial);

g) Analisar possíveis resultados de mercado, com base em dados brasileiros, como variações de preços da energia, quantidades produzida e consumida em diferentes cenários;

h) Avaliar os resultados no mercado de eletricidade devido à utilização de diferentes tecnologias para geração distribuída de energia, como painéis solar fotovoltaicos, aerogeradores e biomassa, de acordo com seu desempenho operacional, comparando com sistemas a gás natural.

1.3. METODOLOGIA

Embora os objetivos propostos sejam complementares na avaliação da sustentabilidade do sistema estudado, as características ambientais e do mercado requerem tratamentos distintos. Assim, a estrutura do trabalho está definida na figura 2.

Apresentam-se na sequência com maiores detalhes os métodos empregados para cada modelo de avaliação proposto, que em conjunto podem produzir conclusões sobre a sustentabilidade de políticas energéticas em curso no Brasil.

1.3.1. Método para avaliação dos impactos ambientais

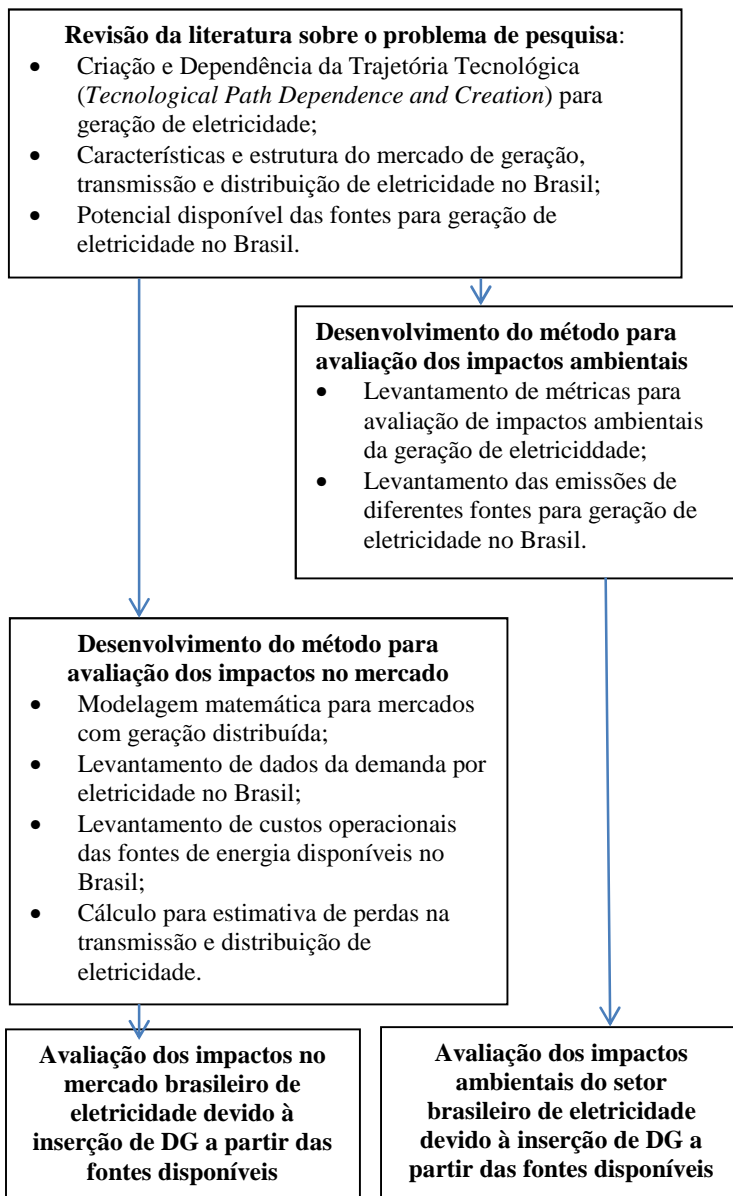
Apesar de alguns autores argumentarem que as evidências da transição energética requerem a análise de dados de longo prazo para o consumo de energia (RUBIO e FOLCHI, 2012), o ritmo que esta ocorre tem variado muito entre os países, décadas de diferença, especialmente comparando economias em desenvolvimento e países industrializados (RUBIO e FOLCHI, 2012; GRUBLER, 2012; SOLOMON e KRISHNA, 2011). Essa transição também depende do estágio tecnológico que o país se encontra, a taxa de adoção e tempo. Tal

fenômeno pode ser compreendido através da evolução do market share ou fatia de mercado das fontes de energia (RUBIO e FOLCHI, 2012), que demonstra o mix energético de um país em um determinado momento.

Pesquisas sobre difusão de inovações não têm necessariamente de ser realizadas após uma inovação ter sido difundida em um sistema. É possível investigar a difusão de uma inovação enquanto o processo de difusão ainda está em curso, e os dados podem ser recolhidos durante o processo de difusão. Este tipo de projeto de pesquisa é semelhante a experimentos de campo, onde os dados são recolhidos antes e depois de uma intervenção (ROGERS, 1995), proporcionando uma abordagem adequada para analisar a difusão de novas tecnologias antes e depois de políticas relacionadas serem aplicadas.

As técnicas de regressão têm sido fundamentais para a econometria, e tornaram-se útil para os tomadores de decisão políticos, amplamente utilizadas para previsão (FREEDMAN, 2005). Assim, propõe-se utilizar a análise de regressão de dados históricos de várias instituições brasileiras, que apresentam informações confiáveis sobre a capacidade instalada e energia produzida ao longo dos anos, a fim de analisar a taxa de adoção de novas tecnologias para geração de energia elétrica e as transições energéticas do futuro no Brasil. As regressões foram feitas com prazos diferentes, representando diferentes perfis de políticas e tendências, a fim de comparar as fatias de mercado históricas, caminhos e mudanças incorporadas. Neste sentido, a trajetória de fontes de energia é comparada à difusão de inovações orientadas por políticas nacionais.

Figura 2 - Estrutura do trabalho



A análise de regressão é, então, uma abordagem quantitativa para avaliar as políticas energéticas e suas implicações para os cenários futuros, tornando viável a previsão de sua eficácia em relação às metas de emissões de GEE e os caminhos reais que estão sendo construídos. Para tal objetivo, os resultados foram comparados com as metas de emissões de GEE do governo brasileiro.

1.4.2. Método para avaliação dos impactos no mercado

O cálculo do ponto de equilíbrio (preço e demanda no equilíbrio do mercado) foi realizado utilizando inequações variacionais devido ao ineditismo dessa modelagem aplicado a sistemas de distribuição de energia elétrica com fontes renováveis integradas, com baixos custos marginais. Além disso, esse tipo de modelo permite um grande leque de resultados passíveis de análise dentro do problema de pesquisa aqui estudado. Tal modelo necessita do levantamento de características dos mercados de energia como preço e quantidade consumida (MWh), que nesse estudo foi considerado geração termelétrica a gás natural e a partir de fontes hídricas, solar fotovoltaicas, eólicas e biomassa.

Primeiro fez-se uma revisão da literatura sobre as características técnicas e operacionais de acordo com essas tecnologias, que foram consideradas no modelo de desenvolvimento, assim como apresentado em Vahl et al (2013a). Tal estudo visou o levantamento de dados mais precisos das variáveis de custos fixos, operacionais e de manutenção (O&M), além de valores para investimentos iniciais de implantação para cada tecnologia de geração de energia utilizando as fontes renováveis ou a gás natural. Esses dados foram utilizados para o cálculo do custo marginal de produção dessas fontes.

Além desses dados técnico-operacionais, também é necessário o conhecimento das características dos mercados de energia brasileiro, como as curvas de demanda por energia. A função da demanda requer a elaboração de uma função da quantidade consumida em um mercado em relação ao preço, ou seja, como a demanda por um produto pode variar de acordo com reajustes nos preços deste. Para elaboração desta função é necessário o levantamento de variáveis como a elasticidade-preço da demanda, que para o mercado brasileiro foi obtida de estudos já realizados, como Modiano (1984), dos dados da demanda inicial (MWh) e do preço da eletricidade nessa demanda, que foram obtidos de relatório oficial do distribuidor (ANEEL, 2012). Não foram

considerados impostos no modelo, já que a geração distribuída ainda está em implantação no país e a tributação ainda está a ser desenvolvida. Com base nessas informações sobre as tecnologias empregadas e das características dos mercados, propõe-se um modelo matemático usando inequações variacionais aplicado a mercados de energia, consolidado em Vahl et al (2013a). Tal modelo foi embasado em estudos de equilíbrio de mercado de outras commodities, onde já foram empregadas inequações variacionais com sucesso (NAGURNEY et al, 2007; NAGURNEY, 1999; NOOR et al 1993).

Utilizando o modelo proposto para simulação de um mercado em diferentes cenários, com base em tecnologias diferentes de geração e nas estruturas de mercado levantadas, foram avaliados os resultados de diferentes cenários operacionais e econômicos. A partir dos resultados dessas simulações foram tiradas conclusões a respeito da influência do nível de penetração do gás natural e de fontes renováveis (participação no market share) nas características desses mercados de energia, como preço e quantidade negociada.

1.4. DELIMITAÇÕES

O modelo matemático utilizado para avaliação do ponto de equilíbrio dos mercados, embora tenha sido empregado em diversos cenários, não considera fatores como energia assegurada, restrições de capacidade, subsídios e penalidades contratuais. Embora esses fatores sejam relevantes ao comportamento real de mercado, são também variáveis de controle, e podem ser utilizadas como táticas em políticas de desenvolvimento, justamente para lidar com as características das tecnologias aqui apresentadas.

No entanto, foi considerado um erro (ponto de parada das iterações) deveras elevado para simular uma quantidade de energia negociada no mercado próxima dos valores atuais, já que a convergência do modelo utilizado tende a baixas quantidades e preços elevados, o que na prática tornaria o mercado inviável e causaria o desabastecimento de vários mercados. Assim essa tática também infere ao modelo a energia assegurada. Essas adaptações do modelo são devido ao ineditismo da aplicação de inequações variacionais em mercados de eletricidade conforme os moldes aqui propostos, sendo que o modelo ainda não foi plenamente testado por pesquisadores nessa aplicação.

Também não foram feitas avaliações referentes aos serviços auxiliares que geradores distribuídos podem oferecer à rede de distribuição, como correção de fator de potência através de fornecimento de energia reativa, redução de distorções harmônicas, correções de níveis de tensão e manutenção de abastecimento remoto. Tais fatores devem ser considerados como segmentos de mercado, o que na prática ainda não existe precificação definida no Brasil. No entanto, a partir da definição de preços e demandas base para esses segmentos e nichos de mercado é possível utilizar o mesmo modelo aqui apresentado, apenas incluindo as características de elasticidade-preço da demanda e custos marginais para essas necessidades de mercado.

Os investimentos iniciais não foram considerados, pois financiamentos para compra de equipamentos para geração de eletricidade em pequena escala ainda estão em desenvolvimento no Brasil, facilidade essa que grandes corporações já têm disponíveis e a baixas taxas de juros. Também não tem-se marcas homologadas no país de inversores para conexão de geradores distribuídos à rede de distribuição, o que altera bastante o investimento inicial do sistema.

Ainda assim, como o objetivo principal é a comparação entre sistemas a gás natural e fontes renováveis de pequeno porte, a diferença dos custos operacionais desses sistemas é elevada, e a inclusão de custos de recuperação de capital é desprezível nessa comparação. No entanto, esses investimentos iniciais poderiam ser considerados no modelo incluindo uma parcela aos custos marginais de cada gerador devido ao Custo Anual Uniforme (CAU), sendo este a distribuição do investimento inicial ao longo do ciclo de vida do gerador de acordo com as taxas de juros e prazos existentes.

1.5. ORIGINALIDADE

Vários estudos sobre as transições de matrizes energéticas de países industrializados têm sido realizados, embora tais transições nas economias emergentes não foram cobertas com esforço semelhante (GRUBLER, 2012). Essa questão é uma preocupação mundial, já que espera-se que a demanda global por energia deva avançar para as economias emergentes nas próximas décadas, o que irá representar mais de 90% do crescimento da demanda de energia líquida até 2035 (IEA, 2013b). Tais estudos tem focado na evolução do market share histórico de cada fonte disponível (LAY ET AL, 2013; RUBIO E FOLCHI, 2012;

HEDEGAARD e MEIBOM, 2012), sendo que análises feitas através de regressões ou séries temporais foram aplicadas com ineditismo em Vahl e Casarotto (2015) na previsão de emissões de CO₂ do setor de eletricidade devido à transição da matriz energética.

Pelo lado da demanda, estudos da adoção de inovações e tecnologias têm sido feitos considerando a evolução do número de consumidores ao longo do tempo, sendo Rogers (1995) referência em estudos desse tipo em vários mercados diferentes, desde a adoção de métodos anticoncepcionais a preferências de culturas em regiões agrícolas. Adoção de tecnologias eficientes também tem sido analisada com base estatística, sendo os estudos focados de acordo com tecnologias necessárias em cada região, como adoção de sistemas de aquecimento e isolamento térmico (LAY et al, 2011; HEISKANEN et al, 2011; LAIRD e STEFES, 2009; PIERSON, 2004; GARUD e KARNØE, 2001).

Considerando os impactos da geração distribuída nas redes de distribuição de eletricidade, a literatura atual está focada em análises técnico-operacionais, como balanceamento do fluxo de potência (CUTLER et al, 2011; DU e LU, 2011; DAOUTIS e DIALYNAS, 2009; CAAMAÑO et al, 2007; CARLSON, 2006) e modelos de otimização da rede de acordo com a localização de geradores distribuídos, visando maior eficiência do sistema (HOUWING et al, 2011; GAUTAM e MITHULANANTHAN, 2007). Também diversas análises do mercado de energia com geração distribuída têm sido publicadas com foco nas políticas adotadas, fazendo comparações entre as práticas de diferentes países, como as tarifas feed in e incentivos à geração a partir de fontes renováveis (MITSCHER e RÜTHER, 2012; PASSEY et al, 2011; MEEUS, 2010; LIPP, 2007).

A análise do equilíbrio de mercados entre oferta e demanda demonstra-se viável para avaliar aspectos técnicos ou operacionais e econômico-financeiros (NAGURNEY, 1999). Modelos utilizando inequações variacionais podem ser aplicados a diversos modelos de mercados, inclusive de energia, conforme literatura pesquisada (NAGURNEY et al, 2007; NOOR et al, 1993).

O emprego de inequações variacionais para modelar mercados de energia com geração distribuída a partir de fontes renováveis é apresentado nesse trabalho com originalidade, sendo proposta inovadora dentro das novas perspectivas dos sistemas de geração distribuída inteligente de energia (smart grids). A conjunção de ambos estudos, nos aspectos ambientais e econômicos, também apresenta ineditismo em

avaliações de sustentabilidade de sistemas, em especial para o setor de energia elétrica. Com isso espera-se lançar uma base para avaliações mais profundas sobre os impactos futuros gerados por políticas de longo prazo, já que o desenvolvimento de infraestrutura para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica requer grandes esforços financeiros e tempo para serem implementadas.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado de forma que as explicações necessárias para o entendimento do modelo utilizado sejam apresentadas em uma sequência lógica. Assim, no capítulo 2 estão apresentadas revisões da literatura dividida em três partes: trajetória tecnológica ou path dependence de transições energéticas; o mercado de energia no Brasil e alternativas; modelagem de mercados utilizando modelos de simulação inequações variacionais.

Essas fundamentações embasam a análise dos impactos ambientais no capítulo 3, em especial as emissões de gases de efeito estufa de acordo com as tecnologias que podem ser adotadas pelo governo brasileiro para geração de energia elétrica. Nessa etapa do estudo foram utilizadas análises de regressão de dados históricos da geração de energia elétrica no Brasil.

A partir da base teórica proposta na modelagem matemática de mercados, é proposto no capítulo 4 um modelo para avaliação de mercados de energia, aplicado utilizando dados brasileiros de oferta e demanda, onde simula-se redes de distribuição onde a geração é centralizada, distribuída ou mista. Através da utilização desse modelo em uma rede de distribuição hipotética, aplicando diferentes cenários transitando de um abastecimento centralizado para uma rede distribuída, é avaliado nesse capítulo os impactos da influência do nível de penetração da geração distribuída no mercado de energia brasileiro, como variações de preços, quantidades produzidas e comercializadas, e competição entre mercados vizinhos.

No capítulo 5 são apresentadas estratégias alternativas para promoção de tecnologias renováveis para geração de energia elétrica no Brasil. Esta parte visa apresentar soluções que viabilizem o incremento de fontes renováveis na rede elétrica brasileira em complemento do uso

racional de gás natural. Com essa abordagem, propõe-se uma trajetória tecnológica dependente em fontes de energia de forma mais sustentável.

2. REVISÃO DA LITERATURA

A geração distribuída representa um novo paradigma para sistemas de distribuição de energia, que até então estavam baseados em grandes centrais geradoras, longas linhas de transmissão de alta tensão e, com relação ao modelo de mercado, mono ou oligopólios de distribuição. A partir da permissão para novos competidores ingressarem nesses mercados, esses modelos e as ferramentas aplicáveis tornam-se obsoletos. Portanto, este capítulo visa esclarecer sobre as principais características das transições energéticas ocorridas na história e como esta pode ser avaliada no Brasil, com foco nos impactos ambientais e econômicos que estas podem acarretar. Também nesse contexto é apresentado a abordagem matemática utilizada para modelagem do mercado de energia elétrica para avaliação dos impactos econômicos que essas transições esperadas deverão acarretar.

2.1. TRANSIÇÕES TECNOLÓGICAS NO SETOR DE ENERGIA

O caminho dependente ou path dependence leva a próxima geração de tecnologias para inovações formadas historicamente, que podem ser empurradas pelos avanços de pesquisa e desenvolvimento ou por políticas moldando as características de tecnologias do futuro, através de incentivos e regulações. Para Pierson (2004), a trajetória se refere a processos dinâmicos que envolvem "feedback positivo", o que pode gerar vários resultados, dependendo da sequência particular em que se desenrolam os acontecimentos. De acordo com Laird e Stefes (2009) o feedback positivo depende de certas características que as estruturas institucionais, alinhamentos políticos e outros fatores que podem apoiar os atores políticos depois de terem começado um caminho da política particular. Por exemplo, o aumento recente da nova capacidade eólica nos EUA é um resultado de ações públicas e privadas conjuntas, como as políticas e medidas de apoio, juntamente com a redução de custos das tecnologias (NREL, 2012).

O feedback positivo implica em algumas iniciativas que estabelecem o país (ou empresa) em um novo caminho, portanto, implica também a criação do caminho (path creation). Essa criação requer empreendedores ativos, a fim de moldar novos caminhos tecnológicos, que refletem as práticas sociais emergentes e inovações tecnológicas (GARUD E KARNØE de 2001; SCHUMPETER, 1983).

Portanto, a criação de caminho também salienta a necessidade de ações coletivas. Esse processo inclui a desestabilização do caminho existente, o reforço de novas abordagens e o uso ativo das redes sociais para abranger as fronteiras e gerar impulso (HEISKANEN et al, 2011). Difusão de inovações ocorrem por meio de canais de comunicação eficientes, levando algum tempo, dependendo da taxa de adoção, e que muitas vezes requer empresários desempenhando o papel de agentes de mudança, a fim de estabelecer a inovação nos mercados (ROGERS, 1995).

2.1.1. Criação da trajetória dependente da oferta de energia

Através de séries históricas e análise de dados, como modelos de regressão, muitos estudiosos têm identificado as transições de energia em nível nacional, determinando fases em que um portador de energia predomina em um período de tempo e depois, gradualmente, retrocede com o avanço de uma nova fonte de energia, o que eventualmente substitui a anterior (LAY ET AL, 2013; RUBIO E FOLCHI, 2012). A lógica de tal fenômeno é a adaptação de tecnologias e mudar para fontes de energia visando maior qualidade e eficiência, determinada por atributos técnicos, econômicos e sociais, como a densidade de energia, emissões, custos de conversão e eficiência, risco financeiro, capacidade de armazenamento, o risco para a saúde humana, e facilidade de transporte (RUBIO E FOLCHI, 2012).

No entanto, a transição de matrizes energéticas também pode ser entendida como a criação de caminho para novas tecnologias em matéria de geração e uso de energia. O ponto de transição, quando uma fonte de energia principal anterior declina a outra, é o resultado de um caminho sido produzido há muitos anos, onde se estabelece o começo de uma nova dependência. Por exemplo, a transição da madeira para o carvão marcou o fim da dependência da trajetória em tecnologias a lenha e o início da nova dependência de tecnologias para queima de carvão. Assim, a fim de não perder participação de mercado e lucro, as empresas baseadas em tecnologia ultrapassada tendem a querer diminuir o ritmo da transição energética (ou taxa de adoção), ou conduzi-lo para tecnologias adaptativas ou de fontes substitutas. Este argumento baseia-se em questões de vantagem competitiva, como mudar uma usina de energia a partir do carvão para o gás natural é uma estratégia coerente,

porém mudar para fazendas eólicas e solares competem a construção de uma planta totalmente nova, provavelmente em outro local também.

Além do ponto de vista do produtor, as motivações de compra do consumidor desempenham um papel importante em transições de energia, como as transformações na utilização final de energia foram fundamentais em mudanças históricas (GRUBLER, 2012). Apesar do petróleo no início ser mais caro de se produzir do que o carvão, era muito mais barato para o transporte, seja por meio de cisternas ou tubulações. Além disso, juntamente com o preço por unidade de caloria, o petróleo tinha outros atributos técnicos, tais como versatilidade, peso e volume, que lhe deram vantagem competitiva sobre o carvão em setores importantes, como transporte motorizado (SOLOMON E KRISHNA, 2011). Por isso, não foi escassez de carvão que levou ao aumento da adoção do óleo, ainda mais caro. Em vez disso, estas foram mudanças tecnológicas ao nível da utilização final de energia (GRÜBLER et al, 2008). O ciclo de vida do carvão não esvaneceu. Em vez disso, houve um novo caminho criado por ele em usinas geradoras de eletricidade, o que tem sustentado os produtores de carvão até hoje (SOLOMON E KRISHNA, 2011).

Recentemente, muitos países estão procurando as transições de energia para o setor elétrico, passando de carvão e usinas movidas a óleo para gás natural. Embora o anúncio principal para essa transição seja a redução das emissões de GEE, muitas melhorias nas tecnologias de gás natural permitiram sua extração de forma mais eficiente e em locais antes inacessíveis. O instituto NREL (2012) aponta que nos EUA os maiores efeitos no curto prazo do excedente de gás natural são os preços baixos (mais baixo em uma década em 2012), e tem sido o rápido deslocamento de eletricidade gerada por carvão pela geração de gás natural.

Assim, a transição energética pode ser entendida como um processo de modernização da energia (GRUBLER, 2004). No entanto, a penetração de um produto em mercados não é simplesmente uma consequência da atividade de concorrência livre, especialmente lidando com commodities, mas sim uma consequência das políticas e da eficácia das estratégias de lobby desenvolvidas pelas empresas que comercializam estes produtos (RUBIO E FOLCHI, 2012). Assim, as empresas de petróleo se tornaram as primeiras grandes corporações e o primeiro truste na história (PRATT, 1983), criando um novo path dependence tecnológico para o petróleo. Primeiro o óleo veio a

substituir o carvão, e isso fez transportes motorizados e motores de combustão interna viáveis. Retorno em investimentos e o crescimento do mercado através de pesquisa e desenvolvimento, habilitando a indústria a atingir novos mercados, fortaleceram toda a cadeia de valor do petróleo, ganhando participação de mercado e valor agregado. Assim, ele passou a substituir outras fontes de energia, recentemente, com o gás natural.

2.1.2. Trajetória dependente do uso de energia

Do lado da demanda, os avanços tecnológicos e as reformas institucionais na utilização final de energia foram os drivers fundamentais de transições de energia históricos (GRUBLER, 2012). Por exemplo, os veículos elétricos e híbridos são tecnologias promissoras a serem adotadas a fim de reduzir as emissões de gases de efeito estufa, que no entanto foram restringidos por grandes corporações, os concorrentes, bem como as motivações de compra dos consumidores (EGBUE E LONG, 2012; OZAKI E SEVASTYANOVA, 2011). Os primeiros veículos elétricos (EV) surgiram na década de 1880. Carros movidos a gasolina foram aprovados pela maioria dos compradores desde 1920 (IEA, 2014; AVT, 2014). Dadas as circunstâncias daquele tempo, as indústrias de petróleo e automobilística associada a tecnologia ainda mais jovem para a geração e distribuição de energia elétrica deram vantagem competitiva à gasolina quando atingiu menor custo para o usuário final, desenvolvendo, assim, tanto a indústria automobilística e de petróleo por completo.

Os investimentos em pesquisa e desenvolvimento garantem e aceleram a dependência da trajetória tecnológica, uma vez que agregam valor aos produtos, promovem a redução de custos para o usuário final ou inferem (ou ofertam) uma nova necessidade de mercado, por meio de estratégias de marketing (VAHL e CASAROTTO, 2015). Por exemplo, veículos elétricos tinham muitas vantagens sobre os seus concorrentes: eles não tinham a vibração, cheiro e barulho dos carros a gasolina; mudanças de marcha em carros a gasolina era a parte mais difícil de dirigir, enquanto EVs não exigiam isso; carros movidos a vapor sofriam de longos tempos de arranque, e tinham menor autonomia antes de precisar de água do que um EV com uma única carga. Os carros elétricos eram populares proporcionando conforto e facilidade de operação, que não eram fornecidos pelos carros a gasolina da época, e o

curto alcance não era uma preocupação, uma vez que as únicas boas estradas estavam nas cidades (IEA, 2014).

No entanto, os avanços na tecnologia do motor de combustão interna, especialmente o starter (arranque elétrico) inventado em 1912, propiciaram as características do mercado necessárias para difundir a adoção do petróleo. Maior variedade de carros a gasolina, os tempos de reabastecimento mais rápidos, melhores estradas, infraestrutura crescente de petróleo (gasolina mais barata), e produção em massa de veículos a gasolina (por empresas como a Ford Motor Company), levaram a um declínio no uso de veículos elétricos, que foram removidos dos mercados importantes na década de 1930 (IEA, 2014). Outra transição semelhante ocorreu com a introdução de locomotivas a diesel, que proporcionou maior eficiência no uso de combustível, manutenção mais barata e capacidade de técnicas de produção em massa, o que permitiu a sua rápida comercialização e adoção sobre locomotivas a vapor (SOLOMON E KRISHNA, 2011).

Recentemente novas políticas e regulações, juntamente com a pressão das partes interessadas sobre os níveis de sustentabilidade, focaram esforços de PeD (pesquisa e desenvolvimento) para veículos de baixas emissões. Estes incorporam avanços tecnológicos na eletrônica de potência, que resultaram em vários novos modelos de EVs, híbridos ou veículos que utilizam biocombustíveis renováveis para a combustão (OZAKIN E SEVASTYANOVA, 2011; DIAMOND, 2009; SPERLING E GORDON, 2009; SANDALOW, 2009).

2.1.3. A criação de trajetórias tecnológicas mais sustentáveis para o setor de energia elétrica: em busca de reduções da pegada de carbono

Metas de emissões de GEE em 1990 (IPCC, 1990) refletiram a pressão dos stakeholders daquela época. No entanto, a fixação de metas é apenas uma parte do problema; atingi-las dentro do cronograma é o principal problema de desempenho e eficácia. Estamos diante de um momento decisivo sobre a dependência de fontes de energia, mas de forma diferente do que a história tem mostrado, não dirigida exclusivamente por empresas, mas por pressão das partes interessadas, graças às novas tecnologias de informação e inovações eficientes. As histórias de tecnologia, a ciência ou o desenvolvimento humano mostram que as taxas de adoção de tecnologias não ter sido linear, e que

os retardatários podem transitar em ritmo mais rápido do que os pioneiros (DIAMOND, 1999; ROGERS, 1995). A transição da energia orgânica para mineral ou a mudança do carvão para o petróleo variaram de várias décadas a mais de um século. No entanto, segundo Rubio e Folchi (2012), durante os últimos 30 anos países em desenvolvimento fizeram transições de energia mais rapidamente e com maior diversidade do que anteriormente. Os autores demonstram que os "saltos" das economias seguidores do carvão para o domínio do petróleo foi com 30 anos de antecedência das economias mais desenvolvidas.

Embora se possa argumentar que tais saltos também podem ajudar os países em desenvolvimento em relação ao uso de tecnologias verdes, parece haver um caminho inverso: os países desenvolvidos estão atualmente tentando abandonar ou diminuir combustíveis fósseis para geração de eletricidade, com taxas de adoção relativamente rápidas para geração de energia a partir de renováveis (MOHAREB E KENNEDY, 2014; LIPP, 2007), e as economias em desenvolvimento ainda estão expandindo usinas térmicas (GOLDEMBERG ET AL, 2014;. RUBIO E FOLCHI, 2012). No entanto, mesmo os países desenvolvidos têm tido problemas para atingir economias mais verdes. Por exemplo, apesar da história de sucesso da Alemanha sobre a adoção de energia renovável, a resistência à promoção de energia renovável através de tarifas feed-in não desaparece facilmente. Há oposição de partidos políticos, grandes empresas de serviços, e os grupos de carvão e de lobby nuclear (LAIRD e STEFES, 2009).

O limitado custo-competitividade de curto prazo das tecnologias para geração de energia renovável também impede maiores níveis de implantação. NREL (2012) relata que plantas eólicas têm sido a segunda maior contribuinte de nova capacidade nos EUA, com um crescimento particularmente forte nos últimos cinco anos. No entanto, apenas os locais de vento mais favoráveis, juntamente com políticas de apoio, podem competir com os custos do gás natural. Locais menos favoráveis a vento, insolação e outras tecnologias de energia renovável permanecem mais caras ou menos competitivas até que a curva de aprendizagem continue e ganhos de eficiência e redução de custos sejam feitas. Path dependence (incluindo o comércio e parcerias tecnológicas), a adoção de energia doméstica (que dita os preços relativos) e decisões políticas parecem ser as variáveis que moldaram transições energéticas do passado (RUBIO E FOLCHI, 2012), e estes são fatores-chave para o desenvolvimento do próximo mix para geração de energia.

2.2. O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Existem vários tipos de mercados regionais de energia, incluindo negociações comerciais em vários níveis (CAAMAÑO et al, 2007; CHAO, 2011; CHAO e WILSON, 2004): os acordos bilaterais privados fora do mercado de ações; mercado diário local ou spot market; intraday; em tempo real; mercado balanceado. Entre estes, de acordo com Meeus (2010), o spot market é estruturalmente o mais relevante na Europa, uma vez que cerca de 30% do consumo de energia na EU (União Europeia) é comercializado através desses mercados. No Brasil, a estrutura de mercado ainda não possibilita tal demanda nesse tipo de mercado.

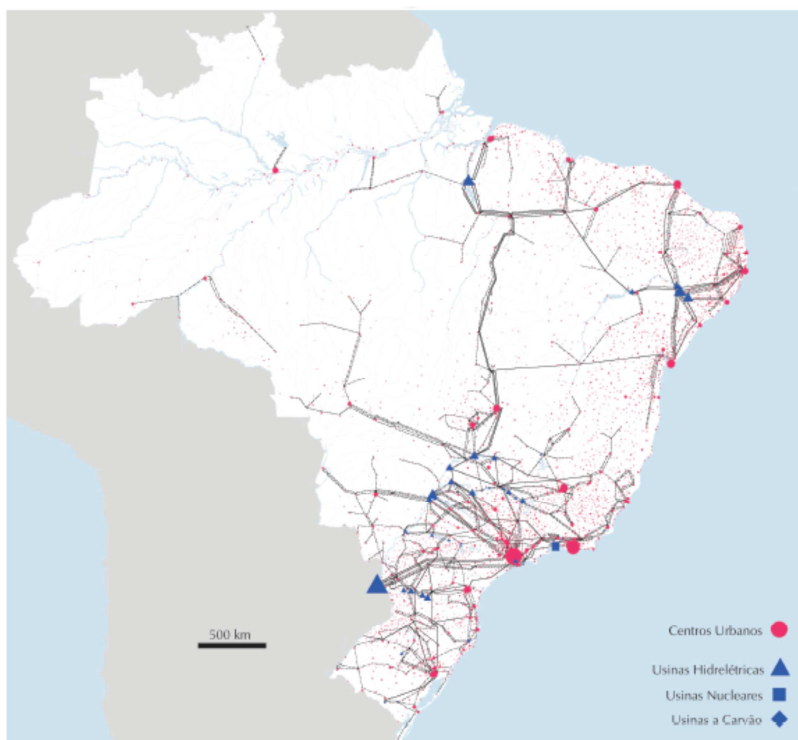
O setor de transmissão é de especial importância para o Brasil. O sistema de transmissão de energia é constituído de uma rede de linhas de transmissão que se espalha por todo o território nacional com a função de levar a energia elétrica das fontes geradoras até as empresas de distribuição. Essa rede faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) que reúne empresas de geração e transmissão de energia de quase todas as regiões brasileiras. O SIN é composto de linhas de transmissão com voltagens de 230 kV a 750 kV (figura 3) (EPE, 2013).

O modelo Brasileiro de Mercado de Energia, apresenta a seguinte estrutura (MME, 1999):

- ❖ Operador do Sistema (ONS): responsável pela otimização centralizada da operação do sistema e pelo despacho (fornecimento de energia à rede), de acordo com regras aprovadas pelo agente regulador;
- ❖ Operadores da Transmissão (OTs): responsáveis pela disponibilização e operação dos sistemas de transmissão;
- ❖ Operador do Mercado (MAE): estabelece o mercado de energia elétrica em que todos os vendedores e compradores podem transacionar, e no qual o preço spot é determinado.
- ❖ Agência Reguladora (ANEEL): autarquia de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao MME. Suas principais atribuições estão em regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil
- ❖ Agente planejador (CCPS): recebe diretrizes do MME para realizar planejamento indicativo da transmissão.

O ONS, tendo por base dados recebidos, determina a programação da geração que inclui: (i) quais unidades geradoras devem ser despachadas e o despacho de cada unidade para que se atinja o mínimo custo de operação do sistema como um todo; (ii) programação da operação através de modelos de otimização (simulação), que também calcula o valor da água, como o software NEWAVE (para coordenação hidrotérmica a longo prazo) e o DECOMP (para alocação ótima de recursos hídricos e térmicos a médio prazo).

Figura 3 – Sistema Interligado Nacional (SIN) simplificado



Fonte: Amarante et al. (2001)

O mercado atacadista de energia elétrica no Brasil apresenta como participantes todos os geradores com capacidade maior que 50 MW, todas as empresas de distribuição com consumo maior que 100 GWh/ano e é opcional para grandes consumidores cuja demanda está acima de 10MW. Os objetivos dessa estrutura de mercado estão em estabelecer os preços de energia que reflita, em cada intervalo de tempo, o custo marginal de energia do sistema, propiciar ambiente no qual geradores e grandes consumidores possam comercializar sua energia não-contratada, criar ambiente multilateral para fomentar o desenvolvimento de competição (MME, 2007; EPE, 2007a).

Esse modelo apresenta hoje dois tipos de mercados onde há negociações de compra e venda de energia elétrica: ambiente de contratação livre e o ambiente de contratação regulada. O consumidor cativo (ambiente regulado) é aquele que compra energia elétrica da concessionária e que tem a concessão para fazer o serviço de distribuição, não tem possibilidade de negociar preço, ficando sujeito às tarifas de fornecimento estabelecidas pela ANEEL ou compra energia elétrica de distribuidoras que adquiriram essa energia através de leilões, portanto precisam repassar esses custos ao consumidor final. O consumidor livre é aquele que traça estratégias e negocia livremente as condições comerciais de contratação da sua energia, tem possibilidade de escolher preço, prazo, indexação e ter flexibilidade quanto ao montante de consumo e escolhe seu fornecedor de energia, que pode ser um gerador ou um agente comercializado.

No ambiente atual brasileiro, os contratos iniciais são definidos com base nos antigos contratos de suprimento, são compulsórios e objetivam suavizar a transição para o novo modelo. Os contratos bilaterais, realizados entre geradores e empresas distribuidoras/grandes consumidores, originam pagamentos destes aos primeiros. Após deduzir as transações de energia cobertas por contratos bilaterais, as demandas ainda existentes de energia serão comercializadas no MAE, sujeitas à tarifa spot. Embora todos os fluxos de energia sejam considerados na determinação da programação ótima de geração, do despacho ótimo e do preço da energia, apenas a energia não-contratada estará sujeita ao preço spot.

Assim, ressalta-se que a ampliação da geração distribuída de energia e a micro geração, recursos que podem difundir o uso de fontes renováveis e de baixo impacto ambiental, apresentam melhor eficácia em mercados livres de energia.

2.2.1. O mercado livre de energia

O mercado livre de energia se consolida como uma forma potencial de economia, meio seguro e confiável de adquirir energia elétrica por um valor negociável. No Brasil, a partir de 1998, conforme regulamenta a Lei nº 9427, parágrafo 5º, art.26, de 26 de dezembro de 1996, os consumidores com demanda mínima de 500kW, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, tem o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes alternativas (eólica, biomassa ou solar) (MME, 2001).

O consumidor livre também precisa apresentar cobertura (lastro contratual) para atendimento de 100% de seu consumo de energia. Essa verificação é realizada mensalmente com base nos dados de consumo real e contratos de compra dos últimos doze meses. A principal vantagem neste ambiente é a possibilidade do consumidor convencional escolher entre os diversos tipos de contratos, aquele que melhor atenda às suas expectativas de custo e benefício. O Mercado Livre de Energia já representa 27,8% de toda carga do SIN – Sistema Interligado Nacional. O segmento de mercado do Sudeste responde por 72% com 7.309 MWm (EPE, 2007).

Relevante destacar que o mercado livre hoje no Brasil atende apenas grandes consumidores, com demanda mínima de 500kW. Desde 2007, o mercado europeu, com 27 países membros, está totalmente aberto, mesmo para os consumidores residenciais (450 milhões de habitantes), que podem escolher seu supridor. O mercado livre amplo não é privilégio de países com economias desenvolvidas. Há países na América Latina com critério de elegibilidade mais abrangentes que o Brasil. A implantação desse modelo de mercado com abrangência total é fundamental para a difusão de micro geração e geradores distribuídos no Brasil. Tal programa pode ser facilitado devido à implantação de medidores inteligentes, inclusive em consumidores residenciais, que possibilitam a medição tanto de energia consumida como gerada.

2.2.2. O mercado spot de energia

O mercado spot de energia ou diário (do inglês spot market) permite que os produtores de energia excedente possam localizar instantaneamente compradores da commodity disponíveis para negociar

preços em milésimos de segundos e fornecer energia para o cliente apenas poucos minutos depois. Spot markets podem ser privados ou controlados por organizações industriais ou agências governamentais (GUTHRIE e VIDEBECK, 2007).

A lógica microeconômica por trás do projeto de mercados spot de energia na Europa é que os geradores mais eficientes recebem renda extra, acima de seu custo marginal. Eles recebem a diferença entre o preço de mercado, determinado pelo custo marginal de geradores menos eficientes e os seus próprios custos marginais. Através dessa renda extra, eles podem cobrir seus custos fixos e remunerar o capital investido (RUBIN E BABCOCK, 2011). Esta renda extra é também um sinal econômico para novos investimentos em plantas mais eficientes e conseguir lucros extraordinários, acima do normalmente esperado para a indústria.

No entanto, para Cramton e Stoft (2005), este modelo tem três problemas distintos, que tendem a ser contornados através da intervenção do regulador. O primeiro problema diz respeito ao sinal econômico para o investimento, representado pela possibilidade de ganhos atrativos inesperados provenientes de novos geradores mais eficientes. Este sinal econômico não funciona corretamente para investimentos em usinas de capital altamente intensivo, como nuclear ou hídrica, por exemplo. Projetos deste tipo são muito difíceis de se reproduzir sem contratos de longo prazo, que garantam um alto nível de renda previsível e fixo. Como o preço de referência é o local de preços, os consumidores e os fornecedores não estão motivados para voluntariamente correr o risco de dar um possível descompasso entre os custos de contratos de longo prazo e os preços de mercado.

De acordo com Bidwell e Henney (2005), os preços spot são uma função dos custos marginais de geradores alimentados por combustíveis fósseis, sendo fortemente correlacionada com os preços desses combustíveis. Assim, os preços nos mercados locais tendem a subir e descer de acordo com a cotação de grandes commodities de energia, situação que não acontece com custos fixos de geradores de capital intensivo. Se a regulação não promove contratos de longo prazo para os geradores que não têm custos correlacionados com os preços à vista, os novos projetos desse tipo podem não ser viáveis.

A segunda distorção que o projeto de mercados centrados em mercado spot pode trazer refere-se ao comportamento dos preços em picos de demanda (HARRIS, 2005). Em tais situações, a carga é

fornecida por geradores com custos variáveis mais elevados. Uma vez que a demanda por eletricidade não é elástica, no curto prazo, estes geradores, que são os últimos na ordem de despacho, tem o poder de exigir preços muito maiores do que seus custos marginais (GUTHRIE e VIDEBECK, 2007). Como preços mais altos são considerados socialmente difíceis de justificar, o regulador muitas vezes define um limite para o preço à vista. Apesar disto, o modelo de negócios de geradores para corte de pico da demanda, que são utilizados esporadicamente, torna-se comprometida. Estes geradores devem ter, em algumas situações, as receitas sobre os custos variáveis a fim de remunerar o investimento e outros custos fixos. A fim de resolver este problema, políticas energéticas devem incluir regulamentos relativos a remuneração pela potência, capaz de permitir este modelo de negócio e assegurando a confiabilidade do sistema durante o pico da demanda.

A terceira questão é a dificuldade em lidar adequadamente com a participação crescente de energias renováveis no mix de geração (CUTLER et al., 2011). O aumento da geração a partir de fontes renováveis tem o efeito de diminuir a quota de mercado dos geradores alimentados por combustíveis fósseis e plantas maiores. A geração de energia a partir de fontes renováveis tende a apresentar estruturas de custos centrados em custos fixos, altos investimentos e custos marginais muito baixos ou praticamente zero. Contraditoriamente, uma grande redução nos custos de PV pode aumentar a adoção dessa tecnologia, mas também pode aumentar o preço médio da energia e volatilidade durante os períodos em que as condições meteorológicas limitam a sua potência de saída (VAHL et al, 2013a).

Com maior participação das energias renováveis no mix energético, com prioridade de despacho de geração dessas fontes, deverá aumentar a volatilidade do spot price (preço local) e diminuir os preços médios dos mercados de energia (CHAO e WILSON, 2004). Assim, um mercado local ou spot market com preços excessivamente baixos e alta volatilidade pode tornar-se disfuncional, perdendo a capacidade de dar apoio econômico para geradores e entregar os sinais econômicos para orientar e apoiar a expansão da geração.

O planejamento de redes de distribuição de energia usando DG e DS também envolve critérios políticos, especialmente quando se considera o desenvolvimento tecnológico e econômico, assim como as mudanças pertinentes que acarretam a transição de um mercado centralizado para uma estrutura aberta. Além disso, Passey et al. (2011)

argumentam que onde distribuidoras de energia elétrica ou operadores de rede, públicos ou privados, têm sua renda diretamente vinculadas às vendas de MWh, a DG pode ser vista como uma ameaça para a receita, assim como a eficiência energética, o que dificulta ainda mais sua implementação em maior escala.

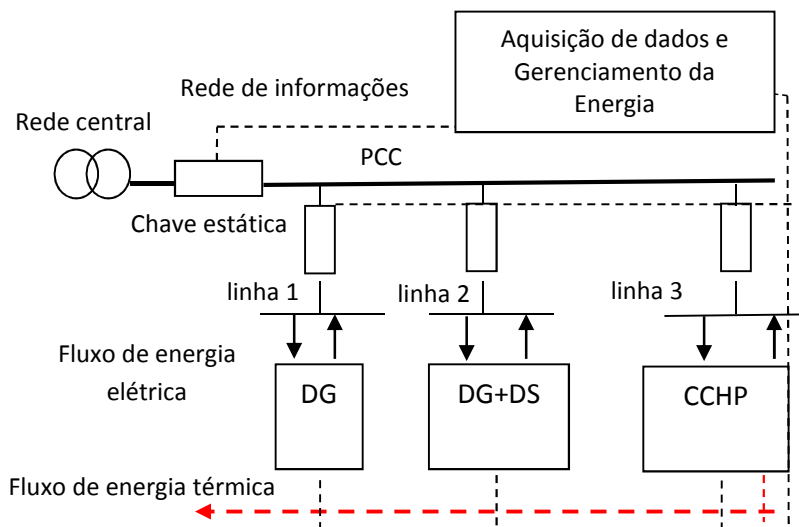
2.2.3. Geração distribuída de energia

Geração distribuída geralmente significa uma pequena unidade de geração de energia com base em novas tecnologias e energia renovável, ainda localizada próximo à carga (ACKERMANN e KNYAZKIN, 2002). Novas tecnologias e energias renováveis incluem energia hidrelétrica, energia eólica, solar, biológica, geotérmica e do oceano (SUN E ZHANG, 2012). No contexto energético brasileiro, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (2010) inclui outras fontes de energia num sistema de DG, mesmo não sendo fontes renováveis, definindo DG amplamente como geradores de pequena escala distribuídos ao longo da rede.

Micro rede é uma pequena rede de distribuição, que é composta de geração distribuída (DG), carga, armazenamento distribuído (DS), equipamentos de conversão de energia e sistemas de controle, e pode realizar gestão de energia flexível (OBARA et al, 2011a, 2011b; HOUWING et al., 2008). Um modelo de micro rede típica é mostrada na figura 4. DG em micro redes envolve uma variedade de formas de energia, tal como PV, eólica, micro turbinas a gás e CCHP (produção cíclica combinada de calor e energia). A DG pode fornecer energia elétrica para a carga local e alimentar excedente de energia elétrica para a rede elétrica. Através da gestão da energia, pode-se ajustar as saídas da geração distribuída de energia para atender às demandas de energia, aquecimento e arrefecimento (LASSETER, 2002).

A capacidade de um sistema micro rede para suportar perturbações é relativamente pequena, especialmente em modo islanding (ilha, operando de forma isolada da rede) de operação. Considerando-se a aleatoriedade e intermitência da energia eólica e solar de fornecer disponibilidade, a segurança do sistema pode enfrentar maior risco do que quando fornecidos por fontes convencionais. Dessa forma controle de operação eficaz para as micro redes é um desafio-chave da tecnologia a fim de superar tais falhas (SUN E ZHANG, 2012).

Figura 4 – Micro rede, geração e armazenamento distribuído de energia



Fonte: Adaptado de Vahl et al. (2013a) e Lasseter (2002)

A diferença entre micro redes e DG é que as micro redes podem funcionar conectadas à rede de energia em massa, ou operadas de forma independente desconectadas de uma grande rede no caso de uma falha. Com o propósito de eliminar o impacto sobre as grandes redes de energia, são necessárias melhorias na estratégia de controle da micro estrutura da rede e dos parâmetros de configuração (OBARA et al., 2011a).

Sistemas de geração de energia renovável são fracos em termos de a estabilidade do fornecimento de energia uma vez que as fontes são principalmente dependentes das condições meteorológicas. No entanto, alguns deles, como irradiação solar e velocidade do vento, têm perfis complementares. Portanto, Sistema de Energia Distribuída Híbrida (DHES), composto de várias fontes de geração de energia, é a futura direção de desenvolvimento de novas tecnologias das novas redes de energia. O DHES é um novo sistema de fornecimento de energia, combinando energia distribuída e tecnologia de armazenamento de

energia distribuída (KRAJACIC et al., 2011). As características dos sistemas de energia híbridos é o de ultrapassar a instabilidade de um único fornecimento de energia, conseguir a melhoria complementar e eficiência das diferentes fontes de energia, utilizando diferentes características dos vários micro fontes, racionalmente alocando cada DG e DS (armazenamento de energia), e, ao mesmo tempo, aumentando a confiabilidade do abastecimento de eletricidade e qualidade de energia em estados de conexão ou isolamento de operação por estratégias de controle e os dispositivos eletrônicos de potência para nivelamento de carga (SUN E ZHANG, 2012).

A característica ante pico de energia eólica é um desafio para o controle do fluxo de energia, corrente de curto-circuito e da qualidade de energia (WU et al, 2010; HEDEGAARD e MEIBOM, 2012). No momento, há uma incerteza significativa dos níveis operacionais devido à imperfeição do sistema de previsão de potência eólica. Sem a ajuda de dados básicos e previsão exata, o modo de operação da empresa é incerto (OBARA et al., 2011a). Para este problema são utilizados bancos de baterias para fornecer energia rápida à carga evitando transientes, ripple (ondulação excessiva) e spikes (picos) em aplicações isoladas (NIRMAL- KUMAR e NIRAJ, 2010), e podem muito bem ser adequados para sistemas de armazenamento distribuído de energia.

Como um exemplo de como as novas tecnologias podem superar tais questões para as energias renováveis, DU e LU (2011) propõem um sistema conversor para rastreamento de máximo ponto de potência distribuída (DMPPT) para um sistema fotovoltaico, onde cada módulo PV tem sua própria bateria e conversor DC/DC. Em tal topologia, a função de MPPT não é afetada pela demanda da carga e potência de entrada do PV. A aplicação conversor para DMPPT pode auxiliar a amplificação de tensão de fase e manter a tensão PV durante o sombreamento parcial. Assim, metodologias de planejamento de energia que usam sistemas para armazenamento de energia inteligente podem facilitar a integração dos fluxos de energia, no local da utilização final de energia ou próximo a ela (KRAJACIC et al., 2011).

2.2.4. Natureza da oferta de energia

A oferta de um serviço de energia exige uma cadeia de transformações, transporte e estocagem com origem nas fontes primárias. A oferta interna de energia é a quantidade de energia que se

coloca à disposição para ser transformada, distribuída e/ou para consumo final.

A energia primária são produtos energéticos providos pela natureza na sua forma direta, como petróleo, gás natural, carvão mineral, urânio, energia hidráulica, lenha, produtos da cana (bagaço e palha), resíduos vegetais e animais, resíduos industriais, resíduos urbanos, energia solar, eólica etc., que podem ser utilizados na geração de energia elétrica, vapor e calor. A energia secundária provém de produtos energéticos resultantes dos diferentes centros de transformação que têm como destino os diversos setores de consumo e eventualmente outro centro de transformação. São fontes de energia secundária o óleo diesel, óleo combustível, gasolina (automotiva e de aviação), GLP (gás liquefeito de petróleo), nafta, querosene (iluminante e de aviação), gás (de cidade e de coqueria), coque de carvão mineral, urânio contido em elementos combustíveis, eletricidade, carvão vegetal, etanol e outras secundárias de petróleo (gás de refinaria, coque e outros), produtos não-energéticos do petróleo, derivados de petróleo que, mesmo tendo significativo conteúdo energético, são utilizados para outros fins (graxas, lubrificantes, parafinas, asfaltos, solventes e outros) e alcatrão (alcatrão obtido na transformação do carvão metalúrgico em coque) (RUBIO E FOLCHI, 2012).

As plantas geradoras de energia elétrica são consideradas centros de transformação, ou seja, são as unidades ou instalações onde as energias primária e secundária são transformadas em outras formas de energia secundária (LAIRD E STEFES, 2009). São centros de transformação refinarias de petróleo, plantas de gás natural, usinas de gaseificação, coquerias, instalações do ciclo do combustível nuclear, centrais elétricas, carvoarias e destilarias. Outras transformações incluem efluentes (produtos energéticos) produzidos pela indústria química quando do processamento da nafta e de outros produtos não-energéticos de petróleo.

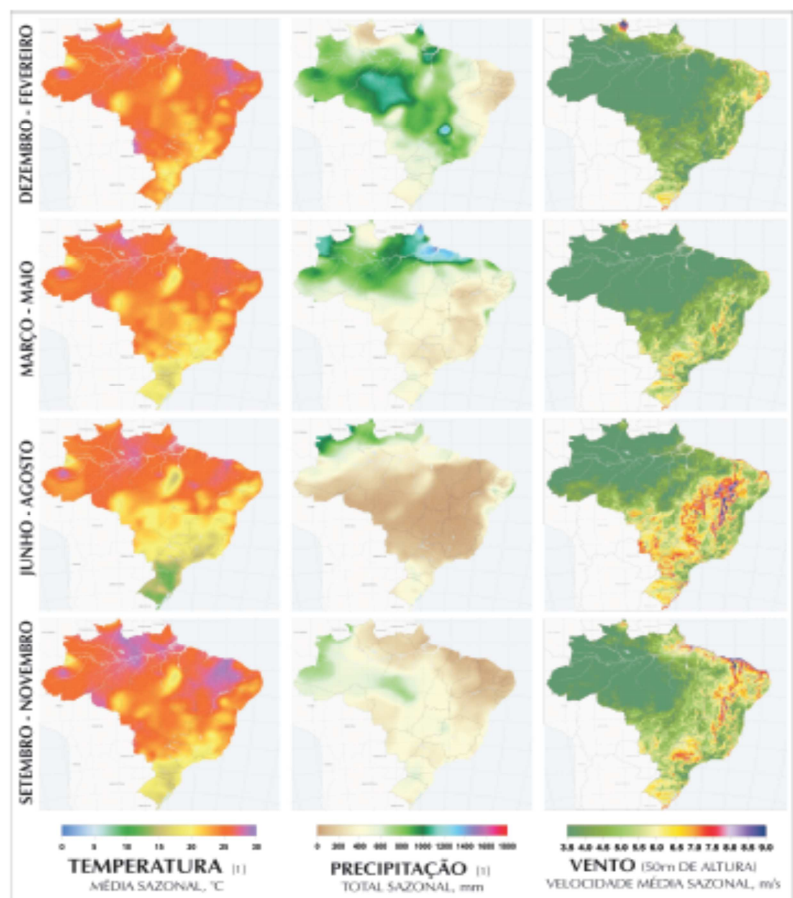
A curva de oferta pode ser estimada através do custo marginal dos produtores. Em economia e finanças, custo marginal é a mudança no custo total de produção quando a quantidade produzida muda em uma unidade. Matematicamente, a função de custo marginal (CM) é expressa como a derivada da função de custo total (CT) com relação a quantidade produzida (Q):

$$CM = \frac{d CT}{dQ} \quad (1)$$

Assim, o custo marginal é crescente em relação a Q, pois, na produção, primeiramente são consumidos os recursos de custo mais baixo, para em seguida, na medida em que a produção aumenta, serem consumidos os recursos de custo mais elevado. A relação de custos marginais também é relativa à tecnologia utilizada para geração: quanto menor seu custo operacional e de manutenção (O&M) menor será seu custo marginal.

Além destes custos, é importante avaliar a disponibilidade de cada fonte para geração de energia elétrica que podem ser ofertadas no mercado brasileiro. Esse fato pode acarretar em sérios riscos de mercado, pois a alteração de infraestrutura para distribuição focada em determinada fonte não perene pode resultar em escassez de oferta, o que resulta em desabastecimento e consequente aumento de preços. Pela sua extensão em latitude, o Brasil apresenta diferentes climas que variam do equatorial (úmido e semiúmido), na região Norte, ao subtropical, na região Sul. Na figura 5 (AMARANTE et al., 2001) são apresentadas as médias climatológicas sazonais de precipitação e temperatura. As velocidades médias sazonais de vento (a 50m de altura), estão adicionadas para ilustrar a complementaridade sazonal entre o potencial eólico e o hídrico, sendo este último fundamentalmente associado à precipitação pluviométrica.

Figura 5 – Médias climatológicas sazonais no Brasil



Com isso, a seguir são apresentadas estimativas de potencial abastecimento de fontes hídrica, eólica, solar, de biomassa e de gás natural no Brasil.

2.2.4.1. Potencial de oferta do gás natural

O gás natural aqui tratado é definido como um hidrocarboneto ou mistura de hidrocarbonetos que permaneça em estado gasoso ou

dissolvido no óleo nas condições originais do reservatório, e que se mantenha no estado gasoso nas condições atmosféricas normais. É extraído diretamente de reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo gases úmidos, secos, residuais e gases raros (gases nobres). Ao processar o gás natural úmido, são obtidos os seguintes produtos: (i) o gás seco (também conhecido como gás residual); e (ii) o líquido de gás natural (LGN), que contém propano e butano (que formam o gás liquefeito de petróleo - GLP) e a gasolina natural (EPE, 2013).

Segundo dados da ANP – Agência Nacional de Petróleo (EPE, 2007a), cerca de 75% das reservas brasileiras de gás natural estão localizadas em campos “off shore” e 25% em campos terrestres (campos “on shore”). Em termos de reservas de gás natural “on shore”, destacam-se as reservas localizadas em Urucu (AM), em uma região de difícil acesso no interior da floresta Amazônica. Praticamente todo o gás natural produzido nos campos de Urucu é injetado novamente nos poços de produção de petróleo dadas estas dificuldades. Basicamente, projeta-se escoar esta produção através de dois gasodutos: um ligando Urucu a Porto Velho (RO) e outro ligando Coari (AM) a Manaus (AM), para atender à demanda de energia na região Norte do país. Em termos de estrutura de produção local de gás natural no Brasil, prevalece a produção de gás natural associado ao petróleo.

As reservas brasileiras de gás natural são bastante modestas e cresceram significativamente entre 1995 e 1997, e a partir de 2002. Cerca de 80% das reservas totais de gás natural são associadas a jazidas de petróleo, o que relaciona a sua produção às condições de extração desse produto. Este fato foi um fator limitante da expansão da produção de gás natural no Brasil, superado com o crescimento da produção de gás não associado (EPE, 2013; 2007a).

A capacidade instalada total de unidades de processamento de gás natural (UPGN) no Brasil em 2004, correspondia a cerca de 46 milhões de m³/dia (EPE, 2007a). Estas unidades são responsáveis por operações destinadas à remoção de impurezas contidas no gás natural (vapor d’água e compostos de enxofre) para melhoria das suas propriedades de transporte ao mercado consumidor e para proteção dos equipamentos, bem como para separar as frações mais pesadas de maior valor econômico, tais como gasolina e GLP. Além destes, obtém-se também o denominado gás “seco”, composto principalmente por metano e etano, correspondendo ao gás natural comercializado. Após o

processamento nestas unidades, o escoamento da produção ocorre mediante a utilização de modais de transporte.

Sobre a infraestrutura de transporte de gás natural destaca-se o trecho brasileiro do gasoduto Brasil-Bolívia, que atualmente é o maior projeto de importação de gás natural em operação no país, ligando as reservas de Rio Grande (Bolívia) a Porto Alegre (RS), passando em cinco estados brasileiros (Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul), somando um total de 2.593 km de extensão de dutos de transporte no território brasileiro (EPE, 2013).

Com respeito aos projetos de importação, também no Sul do país, além do gasoduto de suprimento de gás natural à termelétrica na cidade de Uruguaiana (RS), deve-se destacar o projeto de extensão deste gasoduto até a cidade de Porto Alegre, totalizando 615 km de extensão, visando atender simultaneamente a dois objetivos: (1) fornecimento de insumo para geração de eletricidade no estado do Rio Grande do Sul, que importa quantidade substancial deste energético; (2) servir de elemento de interligação entre as bacias gaseíferas da Argentina, Brasil e Bolívia.

Admite-se que uma penetração do gás natural como substituto de outras fontes energéticas – óleo combustível, GLP e lenha – mais modesta em relação a cenários de crescimento mais alto. Restrições de disponibilidade de gás natural levam a uma expansão da capacidade de autoprodução em ritmo menos acelerado.

Entre os grandes consumidores industriais de energia, vale destacar as premissas relacionadas a dois segmentos: no caso de alimentos e bebidas, continua-se o aproveitamento de biomassa adicional e a produção de etanol lignocelulósico, mas as participações relativas de óleo combustível e lenha são reduzidas até um patamar residual ao final do horizonte. Considerando-se que a expansão da atividade sucroalcooleira é intensa, a participação do bagaço cresce ligeiramente, reproduzindo a tendência observada nos últimos dez anos. Já no segmento de ferro-gusa e aço, admitiu-se que a taxa de utilização de sucata ao final do horizonte deste estudo (2030) atinge a atual média mundial, de 34%, em consonância com a difusão tecnológica inerente a esta indústria e também ao sucesso parcial da presença de práticas de reciclagem e conservação de energia (EPE, 2013).

No setor residencial a participação do gás natural para aquecimento de água e cocção, substituindo as fontes energéticas concorrentes, aparece em intensidade relativamente menor que o setor

industrial. Na área rural, especificamente, o GLP compete com a lenha para cocção, notadamente entre os domicílios pertencentes às classes de mais baixa renda de pequenas localidades existentes no interior de municípios. Com relação ao percentual de domicílios ligados à rede de energia elétrica, entre as 18h e 19h cerca de 50% dos aparelhos são usados simultaneamente. Tomando-se como referência uma potência média de 3 kW por chuveiro elétrico, uma duração média de 10 minutos por banho e um índice de posse de 0,69 aparelho por domicílio, estima-se que o chuveiro elétrico contribui com 12,8% da demanda máxima do sistema elétrico brasileiro, o que corresponde a aproximadamente 6.800 MW de potência instalada. Tal demanda pode ser suprida pelo gás natural para aquecimento direto da água de banho.

2.2.4.2. Potencial de energia eólica

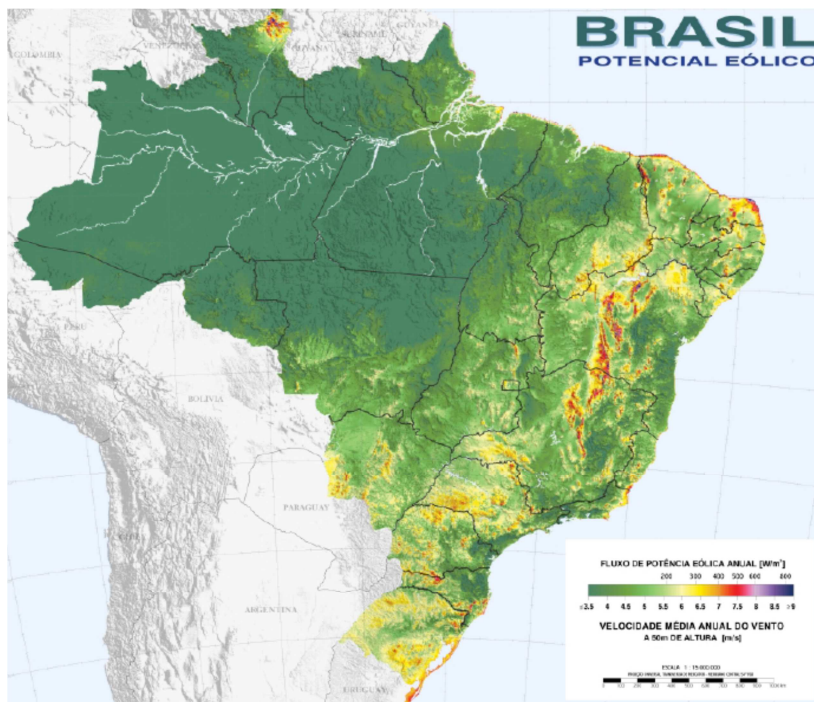
A energia eólica caracteriza-se pela energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética dos ventos em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas (aerogeradores), para a geração de energia elétrica, ou através de cata-ventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como bombeamento de água. Recentes desenvolvimentos tecnológicos como sistemas avançados de transmissão, melhor aerodinâmica, estratégias de controle e operação das turbinas, têm reduzido custos e melhorado o desempenho e confiabilidade dos equipamentos. Com isso a energia eólica tem sido mais competitiva economicamente, tendo inclusive apresentado menores preços que PCHs em leilões de compra de energia no Brasil a partir de 2009 (VAHL et al., 2013a).

A avaliação do potencial eólico de uma região requer trabalhos sistemáticos de coleta e análise de dados sobre velocidade e regime de ventos. Diversos fatores locais influenciam, como relevo (fator de rugosidade) e proximidade do mar aberto. O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB/CEPEL elaborou recentemente um atlas eólico nacional, cujos resultados estão disponíveis em Amarante et al. (2001), demonstrado na figura 6. Segundo este estudo o potencial eólico brasileiro é da ordem de 140.000 MW.

Segundo esses resultados, os melhores potenciais estão no litoral das regiões Norte e Nordeste, onde a velocidade média do vento, a 50 m do solo, é superior a 8 m/s. Entre outras regiões com grande

potencial eólico, destacam-se o Vale São Francisco, o Sudoeste do Paraná e o Litoral Sul do Rio Grande do Sul (AMARANTE et al., 2001; EPE, 2013).

Figura 6 – Potencial eólico no Brasil



Fonte: Amarante et al. (2001)

Estas estimativas estão com parâmetros de 50m de altitude e velocidades de vento superiores a 8m/s, que são requisitos para implantação de grandes turbinas eólicas. No entanto, existem opções comerciais de turbinas a partir de 100W com menos de um metro de diâmetro de rotor, que operam com velocidades de vento a partir de 3m/s e podem ser instaladas em sistemas de micro geração a 10m de altitude. Esse porte de sistema é inclusive vantajoso em relação aos impactos ambientais apontados sobre a construção de grandes turbinas

eólicas, como grande necessidade de estrutura para sustentação. Considerando tal porte de aerogerador, o potencial eólico é ainda maior.

2.2.4.3. Potencial de energia solar

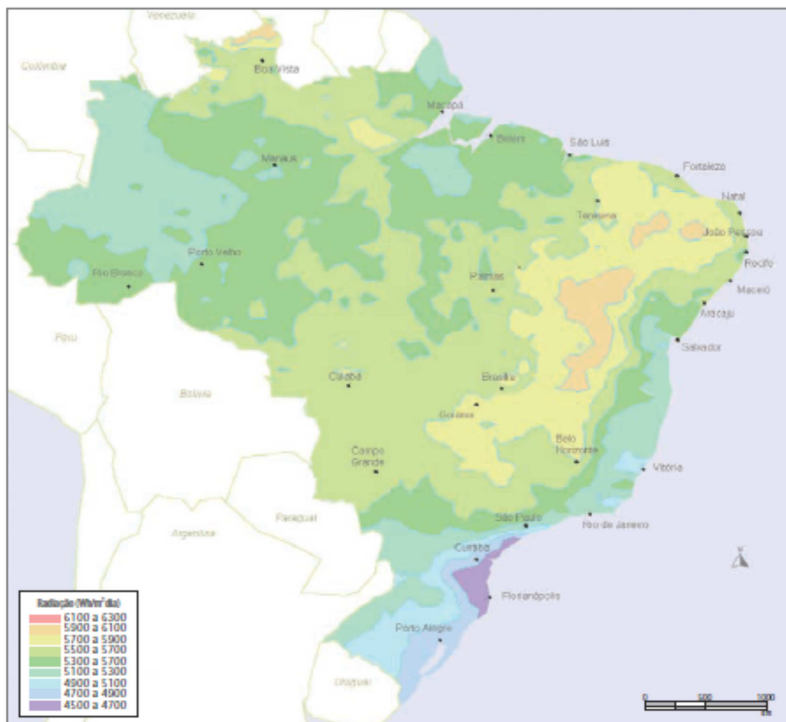
Quase todas as fontes de energia – hidráulica, biomassa, eólica, combustíveis fósseis e energia dos oceanos – são formas indiretas de energia solar. Além disso, a radiação solar pode ser utilizada diretamente como fonte de energia térmica, para aquecimento de fluidos e ambientes e para geração de potência mecânica ou elétrica. Pode ainda ser convertida diretamente em energia elétrica, através de efeitos sobre determinados materiais, entre os quais se destacam o termoelétrico e o fotovoltaico (RUTHER e ZILES, 2011).

O aproveitamento térmico para aquecimento de ambientes, denominado aquecimento solar passivo, ocorre através da absorção ou penetração da radiação solar nas edificações, reduzindo as necessidades de aquecimento e iluminação. O aproveitamento térmico para aquecimento de fluidos é feito através do uso de coletores ou concentradores solares. Os coletores solares são mais usados em aplicações residenciais e comerciais (hotéis, restaurantes, clubes, hospitais etc.), para o aquecimento de água (higiene pessoal e lavagem de utensílios e ambientes). Os concentradores solares destinam-se a aplicações que requerem temperaturas mais elevadas, como a secagem de grãos e a produção de vapor (PASSEY et al, 2011). Neste último caso, pode-se gerar energia mecânica, com o auxílio de uma turbina a vapor, e, posteriormente, eletricidade, por meio de um gerador de corrente elétrica.

A conversão direta da energia solar em energia elétrica ocorre através de efeitos da radiação de calor e luz sobre determinados materiais, em especial os semicondutores com as tecnologias atuais. Os efeitos termoelétrico e fotovoltaico propiciam então a transformação da energia. O primeiro caracteriza-se pelo surgimento de uma força eletromotriz, provocada pela junção de dois metais, em condições específicas. No segundo, os fótons contidos na luz solar são convertidos em energia elétrica, através do uso de células solares.

Além de condições atmosféricas, como nebulosidade e umidade relativa do ar, a disponibilidade de radiação solar, também denominada energia total incidente sobre a superfície terrestre, depende da latitude local e da posição no tempo (hora do dia e dia do ano). Isso devido à

inclinação do eixo da Terra (movimento de rotação) e à trajetória elíptica que a Terra descreve ao redor do Sol (translação ou revolução). Dessa forma, a duração solar do dia (período de visibilidade do Sol ou de claridade) varia, em algumas regiões e períodos do ano.



A maior parte do território brasileiro está localizada relativamente próxima da linha do Equador, de forma que não se observa grandes variações na duração solar do dia. Contudo, a maioria da população brasileira e das atividades socioeconômicas do País estão localizadas em regiões mais distantes do Equador. Por exemplo, em Porto Alegre, capital brasileira mais meridional (cerca de 30° S), a duração solar do dia varia de 10 horas e 13 minutos a 13 horas e 47 minutos, aproximadamente, entre 21 de junho e 22 de dezembro, respectivamente (EPE, 2013). Assim, no intuito de otimizar o

aproveitamento da radiação solar, ajusta-se a posição do coletor ou painel solar de acordo com a latitude local e o período do ano em que se requer mais energia. No Hemisfério Sul um sistema de captação solar fixo deve ser orientado para o norte, com ângulo de inclinação similar ao da latitude local.

A figura 7 apresenta o índice médio anual de radiação solar no Brasil em watt-hora por metro quadrado ao dia (Wh/m².dia), segundo o Atlas de Irradiação Solar no Brasil (EPE, 2007). Os maiores índices de radiação são observados na Região Nordeste, com destaque para o Vale do São Francisco, onde a média anual é de aproximadamente 6 kWh/m².dia. Os menores índices são observados no Litoral Sul-Sudeste, incluindo a Serra do Mar, e na Amazônia Ocidental, respectivamente. No Amapá e Leste do Pará, onde também se observam índices inferiores à média nacional.

Uma das restrições técnicas à difusão de projetos de aproveitamento de energia solar é a baixa eficiência dos sistemas de conversão de energia, o que torna necessário o uso de grandes áreas para a captação de energia em quantidade suficiente para que o empreendimento se torne economicamente viável. No entanto, comparando com a energia hidráulica, observa-se que a limitação de espaço não é tão restritiva ao aproveitamento da energia solar. Tomando-se como referência um índice médio global de radiação solar no Brasil de 1.800 kWh/m² ao ano, o consumo total de energia elétrica em 1998 (cerca de 300 TWh) e uma eficiência de conversão de 12%, seriam necessários 1.400 km² de coletores solares (0,016% do território nacional); o que corresponde a somente 5% da área alagada por usinas hidrelétricas no Brasil (VAHL e CASAROTTO, 2015).

2.2.4.4. Potencial de energia a partir de biomassa

O termo biomassa é aqui considerado como toda matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser utilizada na produção de energia. Assim como a energia hidráulica e outras fontes renováveis, a biomassa é uma forma indireta de energia solar (NREL, 2012). A energia solar é convertida em energia química através da fotossíntese, pois esta é base dos processos biológicos de todos os seres vivos. Embora grande parte do planeta esteja desprovida de florestas, a quantidade de biomassa existente na terra é da ordem de dois trilhões de toneladas; o que significa cerca de 400 toneladas per capita. Em termos

energéticos, isso corresponde a oito vezes o consumo mundial de energia primária (VAHL e CASAROTTO, 2015).

A biomassa vem sendo mais utilizada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de cogeração e no suprimento de eletricidade de comunidades isoladas da rede elétrica. No primeiro caso, destaca-se no Brasil o setor sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo; no segundo, existem alguns projetos interessantes na Amazônia (EPE, 2007b).

No Brasil, além da produção de álcool, queima em fornos e caldeiras, a biomassa apresenta grande potencial no setor de geração de energia elétrica. O setor sucroalcooleiro gera uma grande quantidade de resíduos que pode ser aproveitada na geração de eletricidade, principalmente em sistemas de cogeração. A produção de madeira, em forma de lenha, carvão vegetal ou toras também gera uma grande quantidade de resíduos, que também pode ser aproveitada na geração de energia elétrica (ANEEL, 2002). Em alguns estados brasileiros, principalmente na Região Amazônica, verifica-se também a importância de várias plantas para a produção de óleo vegetal, que pode ser queimado em caldeiras e motores de combustão interna, para a geração de energia elétrica e atendimento de comunidades isoladas do sistema. Os resíduos agrícolas também apresentam grande potencial no setor de geração de energia elétrica, como cascas de arroz.

Embora seja difícil avaliar o peso relativo da biomassa na geração mundial de eletricidade, por conta da falta de informações confiáveis, projeções da Agência Internacional de Energia indicam que ela deverá passar de 10 TWh em 1995 para 27 TWh em 2020 (IEA, 2013b). No Brasil, a biomassa representa cerca de 20% da oferta primária de energia (EPE, 2007b). No entanto, Segundo dados do Balanço Energético Nacional de 1999, a participação da biomassa na produção de energia elétrica é resumida a cerca de 3%, dividida entre o bagaço de cana-de-açúcar (1,2%), os resíduos madeireiros da indústria de papel e celulose (0,8%), resíduos agrícolas e silvícolas diversos (0,6%) e a lenha (0,2%) (MME, 1999).

2.2.2.5. Potencial hídrico

A energia potencial (EP) de reservas hídricas pode ser estimada pela expressão:

$$EP = M (\text{massa}) \times g (\text{aceleração da gravidade}) \times h (\text{altura}) \quad (2)$$

Segundo Boyle (1996), a precipitação média anual na terra é da ordem de 1017 kg e a altura média da superfície terrestre (em relação ao nível do mar) é de 800m. Portanto, a energia hidráulica potencial é da ordem de 200 mil TWh por ano, o que equivale a duas vezes o consumo médio anual de energia primária no mundo.

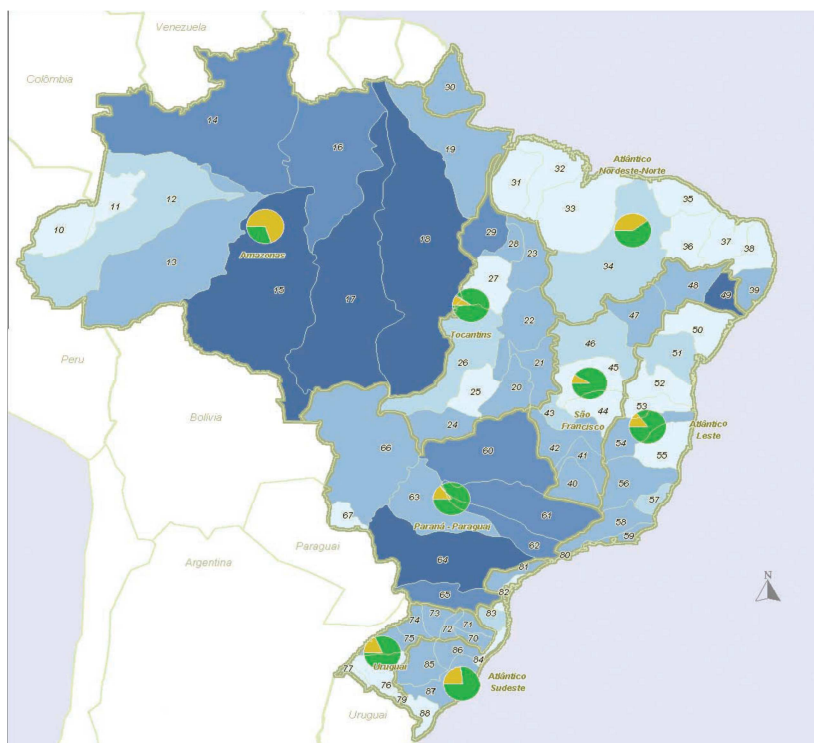
A quantidade efetivamente disponível depende de condições locais, como a topografia, tipo de chuva, e do tempo efetivo de operação do sistema. Teoricamente, uma usina poderia operar continuamente (8.760 horas por ano); isto é, com um fator de capacidade de 100%. Na prática, porém, esse índice é da ordem de 40% apenas, em função de problemas operacionais e da necessidade de manutenção (EPE, 2013). Desse modo, estima-se que a energia hidráulica efetivamente disponível na Terra, isto é, o potencial tecnicamente aproveitável, varie de 10.000 TWh a 20.000 TWh por ano (ANEEL, 2002).

O potencial hidrelétrico brasileiro (figura 8) é estimado em cerca de 260 GW, dos quais 40,5% estão localizados na Bacia Hidrográfica do Amazonas. Entre as demais bacias, destacam-se a do Paraná, com 23% desse potencial, a do Tocantins (10,6%) e a do São Francisco (10%). As bacias do Uruguai e do Atlântico Leste representam cerca de 5% cada uma e as demais (Atlântico Sudeste e Atlântico Norte/Nordeste) somam juntas apenas 5% do referido potencial. Contudo, apenas 63% desse potencial foi inventariado, de modo que essas proporções mudam significativamente em termos de potencial conhecido (EPE, 2013).

No entanto, há impactos ambientais consideráveis na implantação de grandes reservatórios hídricos, em especial em regiões como a Amazônia onde está concentrado maior potencial brasileiro. Como exemplo pode-se citar a Usina Hidrelétrica de Tucuruí, localizada na Bacia Hidrográfica do Rio Tocantins, numa região de floresta tropical úmida com 4.240 MW de potência instalada. Com a formação de 2.800 km² de área alagada, foi necessário o deslocamento de 4.407 famílias (ANEEL, 2002).

Uma alternativa para redução desses impactos está na construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), onde a necessidade de volume de água armazenado é reduzida pela utilização de tecnologias de geração de passagem a caudal.

Figura 8 – Potencial hídrico brasileiro



Fonte: ANEEL (2002)

Para estimular a construção de novas PCHs, a ANEEL criou condições de incentivo aos empreendedores, destacando-se as seguintes:

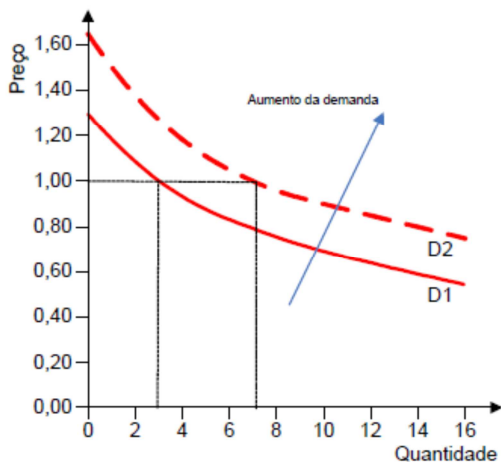
- Autorização não-onerosa para explorar o potencial hidráulico (Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, e Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996);
- Descontos superiores a 50% nos encargos de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (Resolução no 281, de 10 de outubro de 1999);
- Livre comercialização de energia para consumidores de carga igual ou superior a 500 kW (Lei no 9.648, de 27 de maio de 1998);

- Isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (Lei no 7.990, de 28 de dezembro de 1989, e Lei no 9.427, de 26 de dezembro de 1996);
- Participação no rateio da Conta de Consumo de Combustível – CCC, quando substituir geração térmica a óleo diesel, nos sistemas isolados (Resolução no 245, de 11 de agosto de 1999);
- Comercialização da energia gerada pelas PCHs com concessionárias de serviço público, tendo como limite tarifário o valor normativo estabelecido pela Resolução no 22, de 1o de fevereiro de 2001;

2.2.5. Natureza da demanda

A demanda dos mercados é resultado da procura pelo suprimento de desejos e necessidades de indivíduos que formam uma dada população. Essas carências individuais são variáveis aleatórias, que apresentam tendência (média) e dispersão (variância), podendo ser medidas através de ferramentas estatísticas (NOOR et al. 1993; NAGURNEY, 1999).

Figura 9 – Comportamento genérico da demanda em relação a variações de preços



Elaboração do autor

Pela teoria do limite central, a soma de N (para $N \geq 30$) variáveis aleatórias independentes tende para uma variável aleatória normal, com média igual a soma das médias de cada variável aleatória e a variância é igual a soma das variâncias de cada variável aleatória. Assim, quanto maior a população menor é a variação percentual em torno da média, portanto mais estável é a demanda. Cada consumidor requer uma certa quantidade de produto, associando a esta quantidade um valor que dispõe para gastar, que depende: da importância do produto para a “sobrevivência” do indivíduo; da urgência que necessita o produto; da renda disponível (NAGURNEY, 1999).

A figura 9 ilustra o comportamento médio da demanda de forma genérica. Segundo a teoria econômica, a curva de demanda mostra a relação entre o preço de uma certa mercadoria e a quantidade que consumidores desejam e são capazes de comprar, a um determinado preço (MODIANO, 1984). Dessa análise é possível obter a elasticidade da demanda em relação ao preço, que é uma medida da variação percentual da demanda que corresponde à variação de 1% no preço. Dado a curva de demanda $D(q)$ e um ponto (Q,P) sobre a curva, calcula-se a elasticidade η pela seguinte expressão (2):

$$\eta = \frac{P}{Q} \frac{dq}{dD(q)} \quad \text{onde: } \begin{cases} |\eta| < 1 \rightarrow \text{demanda inelástica} \\ |\eta| > 1 \rightarrow \text{demanda elástica} \end{cases} \quad (2)$$

Por exemplo, supondo-se que a elasticidade da demanda por etanol seja -0,28, significa dizer que aumentando em 1% o preço deste produto diminui em 0,28% o volume demandado. Em outras palavras, o etanol seria um produto com demanda inelástica.

Assim, segundo a teoria econômica clássica, conforme aumentam-se os preços de energia há reduções de demanda, considerando outros fatores constantes. Entretanto, estudos demonstram que a demanda por energia de consumidores é menos sensível a variações de preço do que outras commodities (NREL, 2006). A relação entre a variação de demanda e variações de preço de energia é baixa, e pode-se assumir que a demanda por energia é relativamente inelástica ao preço (NREL, 2006; BENTZEN E ENGSTED, 1993). Também há diferenças entre as elasticidades-preço da demanda no curto e longo prazos (MADDALA et al., 1997), assim como para diferentes regiões

geográficas, mesmo dentro de um mesmo país (IRFFI et al., 2009; GRIFFIN e SCHULMAN, 2005; SCHMIDT e LIMA, 2004). Também já foi demonstrado que essa elasticidade é diferente para setores da economia diferentes (residencial, comercial e industrial) (NREL, 2006; GRIFFIN e SCHULMAN, 2005).

No entanto, a teoria econômica utilizada na diferenciação de preços por horários do dia, meses do ano ou estações climáticas tem sido satisfatória em diversos países, sendo tática aplicada ao gerenciamento do lado da demanda (demand side management) (NREL, 2012; LIPP, 2007). A base teórica para a estruturação de preços por períodos de tempo predeterminados reside na avaliação inicial dos custos de curto e longo prazos em mercados atendidos por plantas de capacidade rígida, como é o caso dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia. Ocorrendo demanda cíclica por eletricidade, onde os consumidores são inelásticos, aos consumidores que demandam potência no período em que o sistema é mais solicitado (alta sazonalidade), deve-se aplicar preços iguais aos custos marginais de longo prazo, compostos por custos marginais de expansão e custos marginais de operação do sistema (ANEEL, 2002). Consequentemente, aos consumidores que demandam potência no período em que o sistema é menos solicitado, deve-se aplicar preços proporcionais aos custos marginais de curto prazo, compostos apenas por custos de operação do sistema no curto prazo. Com isso é possível desviar parte da demanda para equilibrar os fluxos de potência da rede elétrica.

Esse tipo de prática ainda é pouco utilizado no Brasil. As curvas de demanda por eletricidade no mercado brasileiro serão apresentadas a seguir.

2.3. MODELAGEM DE MERCADOS DE ENERGIA

Como apontado por Cutler et al. (2011) e Milstein e Tishler (2011), uma grande redução dos custos de implantação de fontes renováveis incrementam sua adoção, mas também criará novos desafios para o mercado de energia. Assim, quando se considera a promoção de energias renováveis para reduzir as emissões de CO₂, os reguladores devem avaliar o comportamento do mercado de energia elétrica, especialmente com respeito às características das tecnologias renováveis, bem como incertezas de demanda e abastecimento.

A seguir é apresentado um modelo para mercados de energia, com suas próprias características, com o objetivo de retratar a influência da penetração da DG em tal estrutura econômica. Apresenta-se um modelo matemático usando inequações variacionais, que têm sido utilizadas para analisar vários mercados, com relação aos comportamentos da demanda e dos fornecedores, preços, quantidades, custos marginais e outras variáveis que podem se aplicar para cada segmento de mercado específico.

2.3.1. Modelos de equilíbrio de mercado utilizando inequações variacionais

Um determinado sistema está em equilíbrio quando as variáveis de estado que o descrevem não se modificam ao longo do tempo. Um sistema permanece em equilíbrio quando não existem forças atuantes que modificam as variáveis de estado deste sistema. Considerando o caso de concorrência perfeita, no equilíbrio, se algum produtor tentar aumentar o “próprio” preço, será substituído por outro produtor, que venderá por um custo marginal ligeiramente superior (NAGURNEY, 1999).

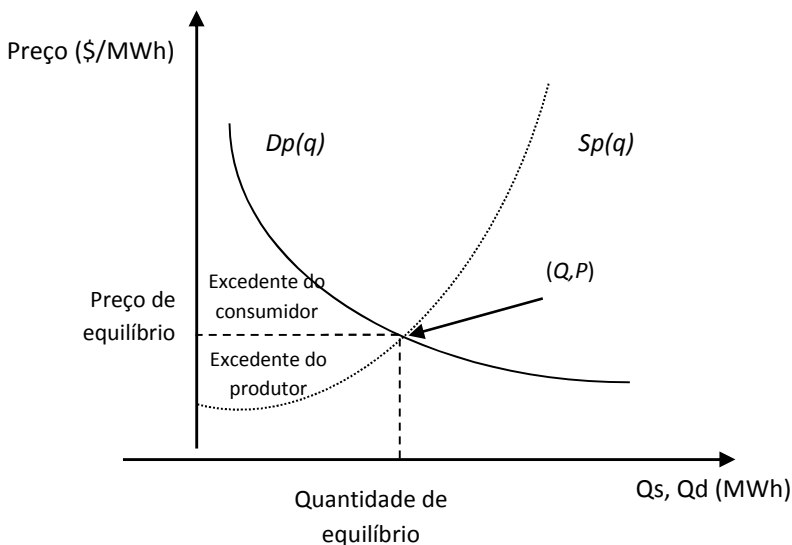
Nagurney (1999), Noor et al. (1993), e Baiocchi e Capelo (1984) apresentam vários problemas de equilíbrio de redes usando inequações variacionais. Apesar de não serem relacionados a mercados de energia, eles discutem a modelagem de problemas reais e aplicações utilizando esta teoria. Já Nagurney et al. (2007) desenvolveram um modelo de equilíbrio estático da cadeia de fornecimento de energia elétrica com demandas conhecidas, estabelecendo a equivalência entre o seu modelo e um modelo de equilíbrio de rede de transportes com demanda fixa.

Problemas de otimização com ou sem restrições podem ser formulados como problemas de inequações variacionais. Portanto, inequação variacional é um problema mais genérico que também pode lidar com uma função $F(x)$ com assimetria Jacobiana, superando a suposição de simetria em que muitos problemas de equilíbrio têm sido formulados como problemas de otimização, que é restritiva em termos de aplicações em modelagens mais realistas para commodities, modos ou classes em competição (NAGURNEY, 1999).

A figura 10 demonstra as curvas de oferta (S_p) e demanda (D_p) de energia em função do volume negociado e o ponto de equilíbrio de

mercado (Q,P) , onde as quantidades ofertadas e demandadas seriam as mesmas, sem excedentes. A preços abaixo do preço de equilíbrio há excedente do consumidor, ou carência de oferta; preços maiores que o preço de equilíbrio gera excedentes do produtor.

Figura 10 – Equilíbrio de mercado entre demanda e oferta de energia (concorrência perfeita)



Fonte: Vahl et al. (2013)

As condições de equilíbrio, assumindo competição perfeita, tomam a seguinte forma, para todos os pares de mercados de demanda e suprimento:

$$\pi_i + c_{ij} \begin{cases} = \rho_j & \text{se } Q_{ij}^* > 0 \\ \geq \rho_j & \text{se } Q_{ij}^* = 0 \end{cases}$$

Onde:

$Q = (Q_{11}, \dots, Q_{ij}, \dots, Q_{mm})$ É uma matriz de transportes;

$\pi(s)$ um vetor de funções de preço de produção;

$c(Q)$ uma matriz de funções de preço de transporte;

$\rho(d)$ um vetor de funções preço de demanda.

Um certo padrão de produção (s), transporte (Q) e consumo (d) de um dado produto, designado por $(s^*, Q^*, d^*) \in K$ está em equilíbrio só se satisfaz a seguinte inequação variacional, como demonstrado (NAGURNEY et al., 2007; NOOR et al., 1993):

$$\left\langle \begin{bmatrix} \pi(s^*) \\ c(Q^*) \\ -\rho(d^*) \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} s \\ Q \\ d \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} s^* \\ Q^* \\ d^* \end{bmatrix} \right\rangle \geq 0, \quad \forall (s, Q, d) \in K \quad (3)$$

Onde $\pi(s^*)$ é a função de custos do fornecedor em relação à oferta no ponto de equilíbrio s^* ; $c(Q^*)$ é a função de custos de transporte da quantidade de equilíbrio Q^* ; $\rho(d^*)$ é a função de preço em relação à demanda no equilíbrio do mercado d^* . O conjunto K é definido pelas condições de conservação de fluxo e não negatividade.

No que diz respeito à geração de energia distribuída, também podemos identificar os mesmos parâmetros de mercado, como a energia é de fato uma commodity. No entanto, a estrutura do mercado de energia é variável, não só por causa de desregulamentação e novas políticas, mas também devido aos níveis de penetração da DG e das tecnologias empregadas. Geração de energia centralizada apresenta um mercado monopolista. Aumentando o nível de DG, mesmo começando com poucos produtores de MVA, o mercado torna-se um oligopólio. Os maiores níveis de penetração de DG podem atingir estruturas de livre mercado e concorrência.

Cada estrutura de mercado requer uma abordagem adequada. Por exemplo, no modelo de equilíbrio de Cournot-Nash (NASH, 1950, 1951; COURNOT, 1838), a estratégia ótima de cada firma consiste em um vetor formado por quantidades da commodity enviadas para os diversos mercados consumidores (CIF), de modo a maximizar o próprio lucro, dado a estratégia ótima das firmas oponentes, demonstrado na equação (4) como um problema de otimização:

$$\text{Max } u_i(x) = \sum_{j=1}^n \rho_j(d_j) x_{ij} - \sum_{j=1}^n c_{ij}(x_{ij}) x_{ij} - \int_0^{s_i} \pi_i(w) dw \quad (4)$$

Onde x é a quantidade transportada e consumida; x_{ij} a quantidade transportada do fornecedor i para o mercado j ; u_i o lucro do fornecedor i ; $\rho_j(d_j)$ é a equação de demanda para o mercado j (variando de 1 a N); $\pi_i(w)$ é a função de custos do fornecedor i em relação à oferta w ; C_{ij} é o custo de transporte de levar os produtos do fornecedor i para o mercado j .

Um equilíbrio de Nash é um vetor de estratégias:

$$x^* = (x_1^*, \dots, x_i^*, \dots, x_m^*) \in K$$

tal que:

$$u_i(x_i^*, \hat{x}_i^*) \geq u_i(x_i, \hat{x}_i^*), \quad \forall x_i \in K_i, \forall i$$

$$\text{onde } \hat{x}_i^* = (x_1^*, \dots, x_{i-1}^*, x_{i+1}^*, \dots, x_m^*)$$

Um dado vetor de estratégia x^* é um equilíbrio de Nash apenas se $x^* \in K$ é uma solução para a seguinte inequação variacional (5):

$$\langle F(x^*), x - x^* \rangle \geq 0, \quad \forall x \in K \quad (5)$$

Onde $F(x) \equiv (-\nabla_{x_1} u_1(x), \dots, -\nabla_{x_m} u_m(x))$ é um vetor de linha e

$$\nabla_{x_i} u_i(x) = \left(\frac{\partial u_i(x)}{\partial x_{i1}}, \dots, \frac{\partial u_i(x)}{\partial x_{in}} \right).$$

Ou

$$\left\langle \begin{bmatrix} -\frac{\partial u_1(x)}{\partial x_{11}} \\ \vdots \\ -\frac{\partial u_1(x)}{\partial x_{1n}} \\ \vdots \\ -\frac{\partial u_m(x)}{\partial x_{m1}} \\ \vdots \\ -\frac{\partial u_m(x)}{\partial x_{mn}} \end{bmatrix}, \begin{bmatrix} x_{11} \\ \vdots \\ x_{1n} \\ \vdots \\ x_{m1} \\ \vdots \\ x_{mn} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} x_{11}^* \\ \vdots \\ x_{1n}^* \\ \vdots \\ x_{m1}^* \\ \vdots \\ x_{mn}^* \end{bmatrix} \right\rangle \geq 0, \quad \forall x \in K$$

No intuito de encontrar o equilíbrio de um mercado com oligopólio, como descrito na equação 4, é necessário definir a formulação adequada ao problema para aplicar às inequações variacionais, demonstrada na equação 6.

$$\frac{\partial u_i(x)}{\partial x_{ij}} = \rho_j(d_j) + \frac{\partial}{\partial d_j} \rho_j(d_j) x_{ij} - c_{ij}(x_{ij}) - \pi_i(s_i) \quad (6)$$

Portanto o lucro de cada gerador distribuído é uma consequência do equilíbrio do mercado de energia e sua estrutura. O equilíbrio acontece quando a equação diferencial demonstrada na equação 6 é zero. O algoritmo utilizado para resolver este tipo de problema, obtido nas referências citadas acima, é:

1. Obtenha x^0 . Faça $k \leftarrow 0$
2. Calcule $x^{k+1} \leftarrow P_k[x^k - \alpha_k F(x^k)]$
3. Se $\|x^{k+1} - x^k\| / > \varepsilon$, faça $k \leftarrow k+1$ e volte ao passo 2
4. Apresente x^{k+1}

Nesse algoritmo, $P_k(x)$ é a projeção do vetor x sobre o conjunto viável K ; α_k é o passo de incremento do cenário atual para a projeção do próximo estado da função $F(x_k)$; ε é o erro aceitável e atributo de parada do algoritmo: caso o resultado do vetor atual menos o anterior seja menor que o erro, encerra-se o a análise, caso contrário há contínuas iterações até que o resultado apresentado seja menor que o erro estipulado. Se o sistema não for convexo essas iterações não cessam, o que requer revisão do modelo empregado.

2.3.2. Modelo de equilíbrio de mercado para redes de distribuição de energia elétrica

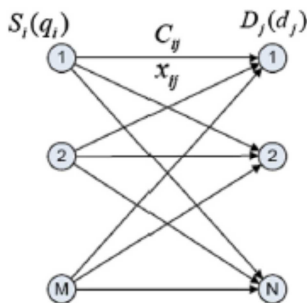
Assim como apresentado em Vahl, Rütther e Casarotto (2013), foi elaborado um modelo para analisar o equilíbrio entre oferta e demanda em mercados de energia elétrica, já próprio para utilização com geração distribuída, que será utilizado na verificação das hipóteses de pesquisa, exposto a seguir.

Quando se lida com múltiplos fornecedores (geradores e armazenamento) e múltiplos mercados (usuários finais e também armazenamento), os custos de distribuição podem ser tratados a partir dos nós de ligação. Como energia é uma commodity que precisa ser transportada do fornecedor para o mercado, a rede de transmissão de energia elétrica é modelada pelo balanceamento do fluxo de potência em cada nó da rede (GAUTAM e MITHULANANTHAN, 2007). A soma dos fluxos de potência, ativa e reativa, injetadas no nó menos o fluxo de potência extraído do nó deve ser zero. Assim, os mesmos nós deverão ser utilizados para avaliar o equilíbrio econômico do mercado de energia, sendo o caminho entre dois nós a linha de transmissão ou distribuição. A figura 10 demonstra o grafo que compreende um mercado com N nós de mercados consumidores (demanda) e M nós

geradores, com funções implícitas de demanda e oferta, e cada caminho de um dado fornecedor i para um mercado consumidor j tendo custos (c_{ij}) devido às perdas de potência ao longo da linha de distribuição (x_{ij}) .

Modelos de equilíbrio de mercado são baseados em funções de lucro, oferta, demanda e respectivos custos marginais tanto para produção como para transporte. A função objetivo é definida pelo princípio da maximização do excedente da sociedade, o qual implica que a solução ótima deve alcançar os melhores resultados para a maioria ou grupo de consumidores: menor preço à maior demanda possível. Conforme apresentado no capítulo anterior, dependendo da estrutura de mercado as equações que representam cada componente são diferentes. Mercados com geradores distribuídos podem formar oligopólios ou concorrência perfeita. No caso de oligopólio, há vários produtores independentes que influenciam nos resultados de mercado, ou mesmo grupos de pequenos produtores que formam coligações no intuito de obter maior poder de barganha e competitividade. Na concorrência livre não há relacionamento entre os concorrentes, cenário que só pode ocorrer com 100% de penetração da geração distribuída e a partir de micro-geração.

Figura 11 – Grafo de mercado distribuído geograficamente.



Fonte: Vahl et al. (2013)

O exemplo demonstrado nas equações (4) e (6) é adequado para situações em que o mercado de energia forma oligopólio, portanto poder de influência na estrutura de mercado regulando quantidade e preço. Neste caso, podemos propor o modelo da equação (7), que descreve o

lucro global, ou excedente da sociedade desse mercado, representando melhor redes com DG (VAHL et al., 2013):

$$z = \sum_{j=1}^{NU} p_j \cdot D_j(dj) - \left[\sum_{i=1}^{NG} \int_0^{e_i} DG_i(e) de + \sum_{i=1}^G \int_0^{e_i} G_i(e) de + \sum_{j=1}^{NU} \sum_{i=1}^{NG} P_{ij} E_{ij} \right] \quad (7)$$

s.a.:

$$\sum_{j=1}^{NG} E_{ij} = e_i; \sum_{i=1}^{NU} E_{ij} = dj; 0 \leq e_i \leq E_i^{max}$$

Onde: z é excedente da sociedade ou lucro global; p_j é o preço no mercado j ; a função da demanda pelo preço por energia é dada por $D_j(dj)$, sobre o mercado j ou usuário final; $DG_i(e)$ é a função dos custos de produção (custos marginais) do produtor i , com capacidade máxima de geração de E_{imax} . $G(e)$ é a função de custos marginais do principal gerador da rede. A perda de potência na distribuição é representado por P_{ij} , como um coeficiente por energia transmitida E entre o nó gerador i para o nó j consumidor. E é a energia transmitida a partir do gerador distribuído i para o mercado consumidor j , na prática, a partir do nó i até o nó j ; o número total de geradores distribuídos é NG ; o número total de nós conectados à rede de distribuição central é dado por G e o número total de usuários é NU .

Tal equação inclui a receita (total de energia transmitida ou vendida vezes o preço de demanda), menos os custos de energia gerada e devido a perdas de energia na distribuição e conversão. A equação da demanda em função do preço pode ser tomada a partir de séries temporais de varejistas públicos ou de inquéritos setoriais. A perda de potência inclui a energia perdida devido à impedância da linha e deve ser tomada como um coeficiente relacionado ao comprimento da linha, de modo que cada linha entre cada DG e usuário tem suas próprias características. Este parâmetro também inclui as perdas relacionadas com os níveis de eficiência dos conversores.

Se a armazenagem de energia na rede for considerada, é necessário incluir uma parcela relativa à energia armazenada, que será produzida porém não comercializada imediatamente, sendo retida para uso posterior. Tal estratégia pode ser usada para aumentar a

lucratividade da DG, uma vez que um produtor pode armazenar energia excedente em horas de menores tarifas (alta produção e disponibilidade, baixa demanda) e vendê-la para rede a taxas mais elevadas nos horários de pico. Além de ser capaz de injetar energia na rede em horas de alta demanda (DENHOLM et al., 2010; WHITAKER et al, 2008), o armazenamento de energia, se for bem gerenciado, pode ser um fator-chave para a competitividade de mercado dos proprietários de geradores distribuídos.

As funções empregadas devem satisfazer as restrições de convergência da equação 6, dentro do conjunto de soluções convexas. Como teste, pode-se verificar se as soluções convergem para um ponto único (demanda e preço) independente das condições iniciais. O ponto de convergência pode variar de acordo com o erro arbitrado, já que as tendências do vetor x^* ao conjunto K na inequação, ou $\|x - x^*\|$, tende a zero. No entanto, pode-se verificar a convergência para um ponto maior que zero, mais próximo dos valores da demanda real. Com isso pode-se obter preços e demandas de equilíbrio em situações mais viáveis do que arbitrar a convergência o mais próximo de zero possível. Isso é feito utilizando um erro de parada das iterações com valores absolutos maiores que zero, porém utilizando variância dentro de níveis aceitáveis.

2.3.2.1. Função da demanda de energia

A elasticidade-preço da demanda pode ser utilizada para interpretar como a demanda do consumidor responde a variações de preços, com que velocidade consumidores podem consumir produtos substitutos de um produto que teve aumento de preço ou mesmo como consumidores valorizam determinado produto. A elasticidade-preço pode ser utilizada dessa forma pois a teoria de reposta do consumidor a variações de preços estabelece alguns pressupostos como: o consumidor com orçamento fixo no curto prazo apresenta três possíveis comportamentos em reação a uma variação de preços (BOHI e ZIMMERMAN, 1984): (i) o consumidor pode comprar outro produto como substituto; (ii) o consumidor pode comprar menos do produto reajustado, sem considerar um substituto; ou (iii) o consumidor pode continuar comprando a mesma quantidade do produto e reduzir gastos com outros produtos e serviços.

No caso da eletricidade e outros mercados de energia, essas commodities tem limitado grau de substituição, especialmente no curto

prazo. Entretanto, considerando DG como um substituto viável pela energia da rede de distribuição convencional, consumidores estarão enfrentando um novo dilema ao ingressarem no mercado livre. Apesar dessas constatações, encontrar a relação entre o preço e demanda de energia é crucial para a análise de equilíbrio de um mercado. A equação 8 apresenta a função da demanda (Cobb Douglas) para energia elétrica linearizada (IRFFI et al., 2009; NREL, 2006; MADDALA et al., 1997):

$$\log D_t = \log k + \alpha \log P_t + \beta \log Y_t + \delta \log L_t + \emptyset \log S_t \quad (8)$$

Onde D_t é a demanda por energia no período t ; $\log k$ é uma constante; α é a elasticidade-preço da demanda; P_t é o preço da energia; β é a elasticidade-renda da demanda; Y_t é a renda do consumidor (renda média para residencial e PIB para comercial e industrial); δ é a elasticidade da demanda relativo a preços de equipamentos eletroeletrônicos; L_t é o preço de equipamentos eletroeletrônicos; \emptyset é a elasticidade-preço do mercado livre de energia; S_t é o preço da energia substituta a da rede (geralmente empregada para consumidores industriais, embora a DG possa oferecer fornecimento alternativo a outras classes de consumidores).

A partir da elasticidade-preço da demanda α pode-se projetar a demanda em função do preço da energia, linearizada na região de demanda atual. Dada a curva de demanda $D(q)$, o ponto de consumo e preços de energia (Q, P) na curva, a demanda em função do preço $D(p_j)$ de um mercado j pode ser obtida como (9):

$$D(p_j) = p_0 + \frac{dD(q)}{dq} \cdot p_j = \left(p + \frac{dD(q)}{dq} (0 - Q) \right) + \frac{dD(q)}{dq} \cdot p_j \quad (9)$$

$$\text{onde } \frac{dD(q)}{dq} = \frac{p}{Q \cdot \alpha}$$

Por exemplo, dado uma demanda de $Q = 1.500 MWh$, preço $p = 150 USD\$/MWh$ e elasticidade-preço da demanda $\alpha = 0,5$, temos:

$$\frac{dD(q)}{dq} = \frac{p}{Q \cdot \alpha} = \frac{150}{1500 \cdot 0,5} = 112500$$

2.3.2.2. Função da oferta de energia

A função da oferta de energia é meramente a função de custos marginais de cada fornecedor (NAGURNEY, 1999). Em finanças, o custo marginal é a variação nos custos totais de produção quando a quantidade produzida varia em uma unidade. Matematicamente, a função de custos marginais (MgC) é dada pela derivada da função de custos totais, conforme demonstrado.

As empresas de distribuição de energia que detêm exclusividade de mercados controlam estes como monopólios. Em tais ambientes econômicos, políticas e regulações para o setor de energia devem assegurar que preços e a qualidade da commodity sejam mantidos em patamar desejado, que almejem o bem coletivo (VAHL et al., 2013). A geração, transmissão e distribuição centralizadas são obrigadas a seguir algumas restrições de modo a garantir viabilidade da rede dentro da faixa de preços reguladas. De acordo com Fujimoto e Nakamura (2010), os custos geralmente aceitos por reguladores para justificarem o preço da energia das concessionárias são custos marginais de expansão da geração, transmissão e distribuição (GTD). Cada um tem certas regras contábeis para comprovarem sua existência.

Portanto, na prática, custos marginais de geradores conectados à rede podem ser obtidos diretamente de relatórios das empresas fornecedoras, que apresentam custos médios por MWh. Companhias concessionárias de energia expõem os custos GTD que também podem ser úteis para esse tipo de análise.

2.3.2.3 Custos marginais da geração distribuída

A função de custos para fornecedores de energia depende dos custos operacionais e de manutenção das tecnologias empregadas na geração. A tabela 1 no ANEXO A demonstra custos levantados pelo NREL (2012) para diferentes tecnologias nos Estados Unidos. Custos marginais da transmissão e distribuição local, em conjunto com custos marginais da energia formam os custos totais que devem ser considerados na avaliação da eficiência da geração distribuída (SMELOFF, 2004).

Estudos como esse podem fornecer dados para avaliação da penetração e desenvolvimento da geração distribuída em países que ainda não tenham introduzido essas tecnologias. Entretanto, tais valores

foram tomados nos EUA e são diferentes se comparados a outros países. No cenário brasileiro, nenhum estudo foi publicado cobrindo esse tema com essa abrangência.

2.3.2.4. Custos e perdas da distribuição

Perdas na distribuição são avaliados considerando as perdas de energia nas linhas de distribuição desde o gerador até o nó consumidor. Mais aproximadamente pode-se também considerar as perdas até o medidor e nos conversores, se aplicável. Como está sendo considerado apenas os nós como centros de consumo e distribuição, será considerado apenas as perdas de um nó a outro. Como é necessário encontrar uma relação entre as perdas de energia pela distância de transmissão e distribuição, propõe-se a estimativa de um coeficiente baseado na máxima perda nominal, ou seja, calcula-se a maior perda possível por metro de cabo, no seu limite de operação de corrente e tensão. Por exemplo, considerando um cabo 2 AWG com corrente máxima (I_{max}) de 138A a 13,8 MVA, e uma resistência (r) 0.86 Ω por quilômetro. A máxima perda de potência ativa pela distância (P_{loss}), considerando apenas o efeito joule (fator de potência unitário), pode ser calculado como:

$$P_{loss} \left(\frac{W}{km} \right) = I_{max}^2(A) \cdot r \left(\frac{\Omega}{km} \right) = 138^2(0.86) = 15,23(kW/km) \therefore$$

$$P_{loss}(W/kWh.km) = 16,6/3300 = 4,6(kW/MWh.km) \quad (10)$$

Assim, considerando a necessidade da análise de mercado de converter tais perdas em valores monetários, também deve-se multiplicar o coeficiente de perdas de potência (P_{loss}) da linha de distribuição ou transmissão pela distância (x_{ij}) do nó distribuidor (i) e o preço de energia no nó consumidor j (p_j), demonstrados na equação 11:

$$p_{loss}(\$) = P_{loss} \cdot x_{ij} \cdot p_j = 4,6(kW/MWh.km) \cdot p_j \cdot x_{ij} \quad (11)$$

A função de custos para perdas de energia em cada malha gerador-consumidor é tomada utilizando a equação 11. O resultado é o custo médio no cabo de distribuição ou transmissão por MWh, que foi a unidade de medida adotada para a quantidade da commodity, que seria

analogicamente considerado como custos de transporte em outros problemas de logística.

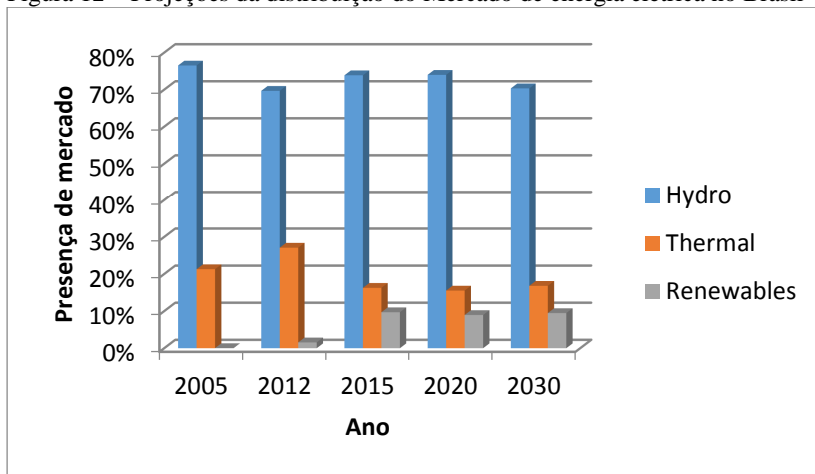
Durante uma análise de equilíbrio de mercado, tais custos podem sofrer variações se o foco do estudo considerar a eficiência energética da distribuição e transmissão da energia. Isso é possível pois após as iterações do algoritmo tem-se o custo total de transmissão e distribuição, considerando essas perdas, de acordo com o total de energia comercializada nesses ramais. Essa avaliação já é resultado importante para o projeto e desenvolvimento de linhas de transmissão e distribuição, assim como para localizar geradores distribuídos de forma eficiente, pois diferentes percursos entre gerador e consumidor devem apresentar perdas diferentes. Estes custos podem ser atribuídos ao consumidor (FOB) ou ao fornecedor (CIF), dependendo do acordo comercial entre ambos, o que deve ser considerado na elaboração do modelo matemático do mercado.

Tais argumentos apresentam a influência de decisões políticas na eficiência dos mercados de energia, seja em aspectos técnicos ou econômicos. A localização de geradores e linhas de transmissão, e mesmo a alocação dos custos de distribuição, do consumidor ou ao produtor, podem não ser as mais eficientes devido a pressões de stakeholders e lobistas (VAHL et al., 2013).

3. AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS DAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS BRASILEIRAS CONTEMPORÂNEAS

A Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) tem como alvo a redução de emissões de GEE no Brasil entre 36,1% e 38,9% até 2020, que foi aprovada em 2009 (Lei 12.187 / 2009). A maior parte desse decréscimo é esperado da redução do desmatamento. Quanto ao setor da energia, a figura 12 demonstra as fatias de mercado das principais fontes no Brasil, dos últimos anos e as metas para 2020 e 2030 (EPE, 2007a).

Figura 12 – Projeções da distribuição do Mercado de energia elétrica no Brasil



Fonte: EPE (2007a; 2013)

Apesar da EPE (2007a) apresentar projeções decrescentes do mercado para usinas de energia térmica, apresentam-se resultados de análise de dados com cifras do Operador Nacional do Sistema (ONS), a Associação Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCTI), que demonstram o contrário. Argumenta-se que a trajetória atualmente está sendo criada uma nova dependência no mix energético brasileiro, mais especificamente após o ano de 2006 no setor de eletricidade, que deve derivar números divergentes das

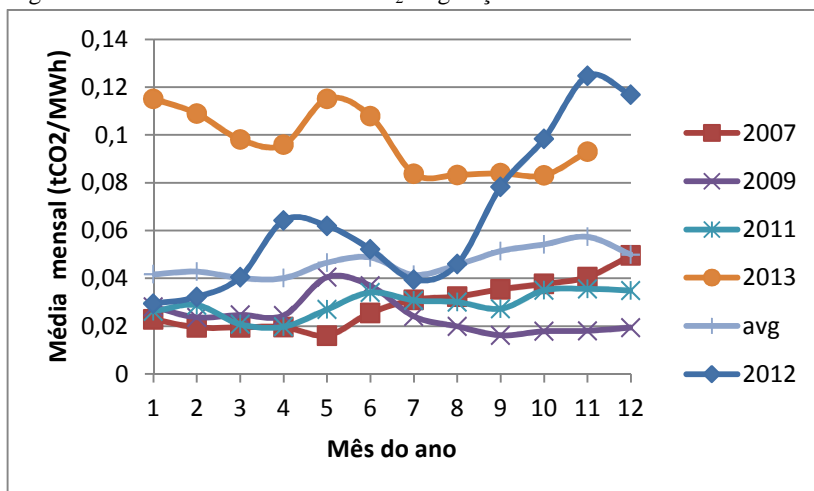
metas de redução de emissões propostos para as próximas décadas, tal como apresentado pela administração em 2009.

3.1. EMISSÕES DE CO₂ DA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO BRASIL

O cálculo das emissões de CO₂, SO_x e NO_x, para aplicar tais emissões como métricas para verificação de eficácia de ações promotoras da eficiência energética, requer o conhecimento das fontes de energia que suprem a rede. No Brasil, as emissões de CO₂ por energia elétrica consumida foi calculada 125gCO₂eq / kWh em 2010, de acordo com a combinação de participação de cada fonte, conforme apresentado na tabela 2 ANEXO B (MIRANDA, 2012).

Segundo Miranda (2012), o gás natural já era responsável por 22% das emissões da rede, apesar de fornecer apenas 5,34% (25.284 GWh) de energia elétrica em 2010. A energia hídrica forneceu 89,3% (422.785 GWh) de energia elétrica naquele ano, com uma quota de emissões de 61%.

Figura 13 – Média de emissões de CO₂ da geração de eletricidade no Brasil



Fonte: MCTI (2014). Elaboração do autor.

As ordens de expedição e o mix de energia seguem os picos sazonais de demanda na rede brasileira. A fim de atender a demanda durante os períodos de pico, principalmente no verão (de dezembro a março), a operadora brasileira tem contratado uma quantidade crescente de energia a partir de usinas térmicas, que são atualmente o principal plano de contingência para a manutenção da oferta e da confiabilidade do sistema.

Essa estratégia aumenta significativamente a quantidade de emissões de GEE (fig. 13). Vale ressaltar que a partir de Agosto de 2012, o índice médio mensal das emissões de CO₂ aumentou acima da média e foi mantido nesse patamar.

3.2. RELAÇÃO ENTRE O NÍVEL DE RESERVAS HÍDRICAS E DESPACHO DE ENERGIA TÉRMICA

Baixo nível de energia armazenada em hidrelétricas resultou altos níveis de despacho de energia térmica para a rede, a fim de equilibrar a capacidade de oferta. Comparando dados históricos, na figura 13 estão ilustradas as evoluções das emissões de CO₂, energia hídrica armazenada, de geração térmica e consumo de energia elétrica. Estes dados foram normalizados com base na média de 2006:

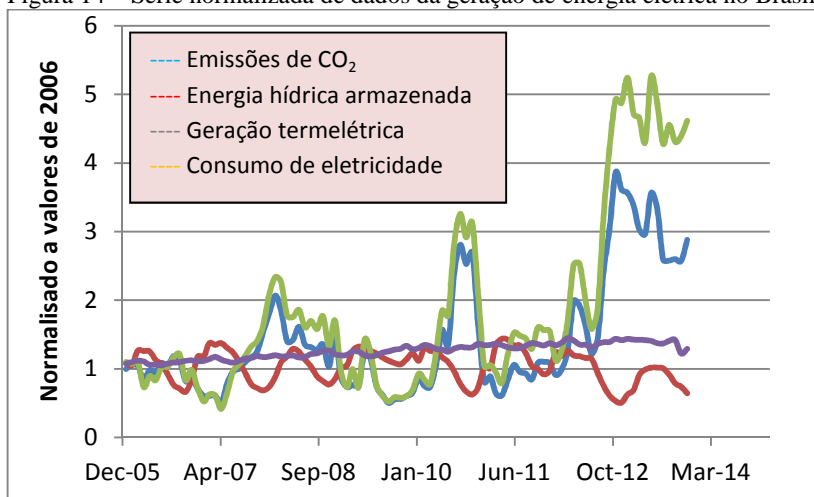
- As emissões de CO₂ provenientes da geração de eletricidade no Brasil fecharam 2006 com média de 0,032 (tCO₂/MWh) (MCTI, 2014);
- Energia hídrica armazenada apresentou uma média de 129004,23 GWh/mês (ONS, 2014);
- A média de geração de energia elétrica a partir de térmicas (carvão, óleo e gás natural) foi de 1677,33 GWh/mês (ONS, 2014);
- A média de consumo de eletricidade foi de 19284929,4 GWh/mês (ANEEL, 2014).

Dividindo-se os dados obtidos de ANEEL (2014), ONS (2014) e MCTI (2014), para cada mês pela média adotada, foi criada cada série. Tal método possibilita a visualização de comportamentos ao longo do tempo e comparações transversais entre dados com diferentes unidades.

O intervalo escolhido, a partir de 2006, concede maior confiabilidade de dados e é muito perto da descoberta das reservas do

pré-sal em 2007. Desde que a série foi observada, houve dois picos principais de emissões, no final do verão de 2008 (aumento de 206 % após a extração do primeiro óleo do pré-sal) e final da primavera de 2010 (268%), que foram recuperados para os níveis médios regulares de 2006. No entanto, houve um aumento em fevereiro de 2012, que chegou a 385,86% do aumento das emissões em novembro do mesmo ano, fechando 2013 com o nível de emissões de CO₂ por kWh 287,7% maior do que a média de 2006. Já o consumo de fato aumenta ao longo dos meses, embora a um ritmo muito mais lento do que a geração térmica.

Figura 14 – Série normalizada de dados da geração de energia elétrica no Brasil



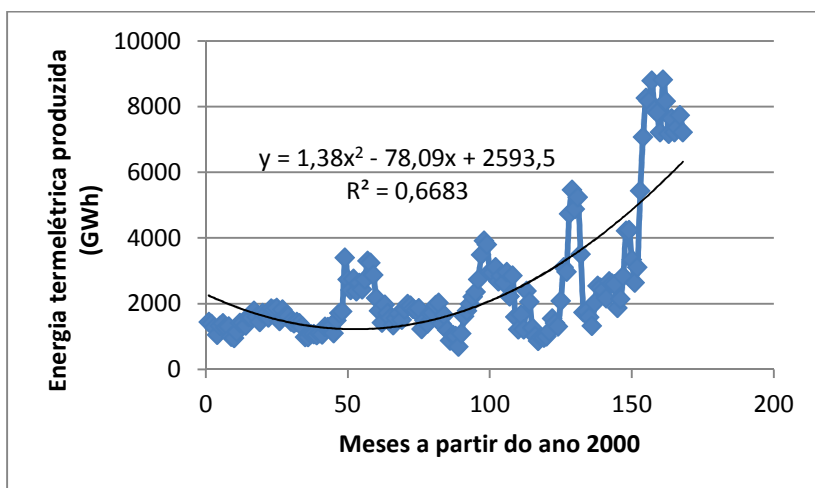
Elaboração do autor.

A fim de equilibrar a rede elétrica, visualmente pode-se identificar uma relação inversa e sincronismo entre os níveis armazenados hidroenergéticos e despachos térmicos. Assim, variações nos níveis de reservatórios têm acompanhado de perto as variações térmicas até duas situações recentes, primeiro em meados de janeiro de 2010, quando a inclinação da geração térmica já era maior do que o habitual, e mais tarde, em outubro de 2012, quando despacho térmico conheceu um novo nível médio. A mudança na política relacionada com a ordem de contratação de geradores é claramente demonstrada como a evolução da

geração térmica atinge 2,35 vezes maior do que em ocasiões anteriores com a mesma escassez de água nas reservas hídricas.

As emissões de CO₂, tal como calculado pela administração e publicada em MCTI (2014), são representados na figura 14, a fim de comparar as variações de geração térmica. Como esperado, ambas as curvas têm formas semelhantes, e como os valores são normalizados vários pontos coincidem. No entanto, o último registro de despacho térmico em outubro de 2012 parece apresentar discrepância entre os esses valores. Apesar de prevalecer as formas, as emissões anunciadas são muito menores do que deveriam ser, uma vez que a contratação de energia térmica foi muito maior.

Figura 15 – Tendência da geração termelétrica no Brasil desde o ano 2000



Fonte: ONS (2014). Elaboração do autor

Efetuuou-se uma análise de regressão, com dados mensais de energia térmica produzida ao longo dos anos (a partir de 2000) (ONS, 2014), a fim de avaliar a tendência de geração de energia térmica no Brasil (fig. 14). O gráfico demonstra tendência a crescente inclinação e em forma considerável, com coeficiente de correlação $R^2 = 0,6683$, sendo linha de tendência elaborada com considerável relação com os dados históricos utilizados. A produção de eletricidade a partir de centrais térmicas aumentou 694% na matriz energética brasileira 2005-2012, um ritmo muito maior do que o consumo. Além disso, a estratégia

de despacho de energia a partir de usinas térmicas apenas em situações de baixa energia hídrica armazenada não se aplica mais para cenários brasileiros, uma vez que a média do ano também cresceu independentemente da energia hídrica armazenada. Tais plantas são de fato fornecedores importantes, a fim de manter o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica no cenário atual brasileiro.

3.3. EMISSÕES DE CO₂ DE ACORDO COM A TRAJETÓRIA DO MIX ENERGÉTICO BRASILEIRO ATUAL

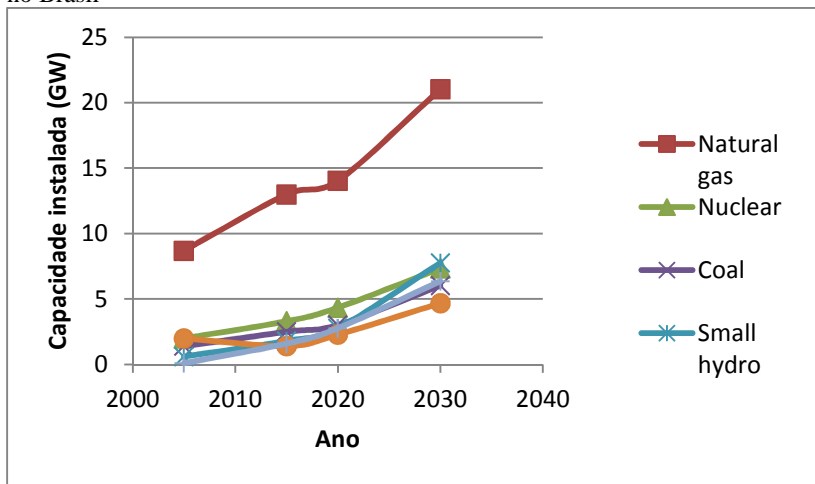
A pegada de carbono da matriz energética brasileira já está relacionada à geração térmica. Além disso, a evolução da energia térmica utilizada para geração de eletricidade, principalmente a partir do gás, demonstra políticas tendenciosas, que buscam cada vez mais a adoção de usinas térmicas, com especial interesse no gás natural do pré-sal e também contando com importações da Bolívia que pretende-se aumentar (EPE, 2007a). Apesar dos valores de mercado e da confiabilidade de dados sobre quantidades previstas do reservatório do pré-sal (GOLDEMBERG et al., 2014), o gás natural é de fato visto como grande salvaguarda para o plano de desenvolvimento real da rede elétrica brasileira. Este caminho deixa a geração solar fotovoltaica fora de escopo até 2030 no mercado brasileiro; eólica e de biomassa também estão em um ritmo mais lento de desenvolvimento (fig. 16).

A fim de avaliar cenários prováveis e a dependência da trajetória atual do mix de energia elétrica brasileiro, foi realizada análise de regressão usando dados históricos do ONS (2014) e EPE (2013), que foram comparados com metas propostas no EPE (2007a), resumidas na tabela 3 no ANEXO C. As equações de regressão foram obtidas considerando capacidade anual instalada em GW desde 1975, usando x para o ano. Com o objetivo de aumentar a correlação de série, a série eólica foi feita a partir de 2006 e nuclear de 1985, uma vez que não aparecem no mix de energia até então. A capacidade instalada de energia térmica tem crescido rapidamente nos últimos anos, por isso aplicaram-se duas regressões diferentes: um *thermo a*, significa a regressão 1975-2013; *thermo b* 2000-2013.

As séries históricas demonstram crescimento linear de potência instalada hídrica, de forma semelhante a eólica e nuclear recentemente.

O modelo utilizado para a hidrelétrica prevê uma diferença de -15,67%, considerando a meta de 116GW em 2020 e -25,94% em 2030. No entanto, o potencial hídrico brasileiro é estimado em 261,4 GW (EPE, 2007b), dos quais 32% é considerado estimativa menos confiável e 43% corresponde à região Norte do Brasil, a Amazônia, longe das principais áreas industrializadas e dos centros de consumo. Além de envolver diversas questões de sustentabilidade, o aumento da energia hidrelétrica no Brasil depende de outras barreiras como expansão da transmissão, o tempo decorrido para a aquisição de todos os estudos de impacto e claro da viabilidade, cada vez mais complexa devido a localizações remotas.

Figura 16 – Projeção da capacidade instalada das fontes de energia minoritárias no Brasil



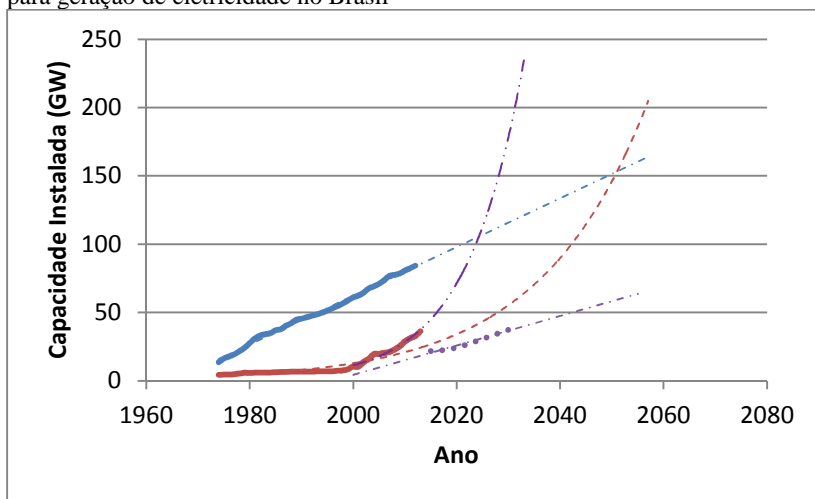
Fonte: EPE (2007a); Vahl et al (2013).

As metas para potência instalada de centrais térmicas, tal como apresentado pelo governo mostra aumento de 264% entre 2005 e 2030, o que representa desenvolvimento da capacidade térmica de 14,2GW para 37,7GW, considerando-se o carvão, petróleo, gás natural e nuclear. Embora esse aumento será devido principalmente ao gás natural, que chegará a 21.035GW (crescimento de 241,78%), usinas a carvão também são esperados para crescer de 1,4GW para 6,015GW, o que significa um aumento de 429,6% na capacidade instalada para esta fonte.

Se a taxa de crescimento real do despacho térmico ocorrer similar à capacidade instalada (figura 16), representado em *thermo b* (com precisão de tendência $R^2 = 0,6683$), até o ano de 2022 o mix elétrico brasileiro será majoritariamente abastecido a partir de usinas térmicas, com capacidade instalada acima de 100 GW, deixando as hidrelétricas com a segunda maior participação de mercado. Aplicando cenário *thermo a*, o cross-over do mix de energia elétrica vai acontecer em 2050, quando a capacidade instalada de energia térmica atinge cerca de 150GW. Assim, as metas térmicas podem apresentar desvios padrão entre 44,86% e 460,95% em 2020 e 2030, considerando-se as taxas de crescimento históricas.

Além disso, se produção de eletricidade e o *market share* seguirem as mesmas projeções de capacidade instalada e o consumo mantiver a sua taxa de crescimento, as emissões atingirão entre 127,58 Mt CO₂ / ano, no cenário *thermo a*, e 168,12 Mt CO₂ / ano (*thermo b*) em 2020, que representa 215% e 283% de aumento de emissões em relação a 2010, conforme calculado em Miranda (2012). Em 2030, as emissões provenientes da quota de produção de eletricidade devem chegar a partir de 222,07 Mt CO₂ / ano (*thermo a*) para 361,41 Mt CO₂ / ano (*thermo b*), mostrando provável aumento entre 374% e 609% em relação aos valores de 2010. Além disso, como o consumo de eletricidade deve chegar a 706,6 mil GWh em 2020, a proporção de emissões por energia deve atingir entre 180,56 gCO_{2eq} / kWh e 237,92 gCO_{2eq} / kWh. Considerando-se o consumo de eletricidade de 1.030.000 GWh, tal relação pode atingir 215,6-350,88 gCO_{2eq} / kWh em 2030.

Figura 17 – Evolução da capacidade instalada de centrais hídricas e térmicas para geração de eletricidade no Brasil



Elaborado pelo autor

Assim, se as mesmas políticas são sustentadas, mantendo o crescimento e desenvolvimento de usinas termelétricas na atual capacidade instalada, a taxa para energia elétrica de emissões de CO₂ no Brasil pode aumentar entre 44,4% a 90,3% em 2020, e entre 72% e 180,7% em 2030, mesmo se considerarmos todas as plantas com os mesmos níveis de emissões como o gás natural. Se o mercado não segue o crescimento da quota de capacidade instalada proposta, haverá capacidade ociosa de novas usinas térmicas, o que aumentará as despesas de consumo de qualquer maneira e consequentemente o preço da energia elétrica para o consumidor final.

4. AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS NO MERCADO DA TRAJETÓRIA ENERGÉTICA BRASILEIRA CONTEMPORÂNEA

No intuito de demonstrar as implicações das políticas energéticas brasileiras atuais no mercado de energia, utilizou-se o modelo proposto no capítulo anterior para modelagem de mercados de eletricidade, utilizando programação em VBA no software Excel para execução do algoritmo. Foram analisados modelos de mercados de energia baseados em dados empíricos obtidos de empresas distribuidoras e geradoras de energia brasileiras. As análises consideram três possíveis cenários: geração centralizada, também com baixo nível de penetração de geração distribuída (poucos fornecedores formando oligopólio) e com altas taxas de penetração, onde podem ocorrer oligopólios e concorrência livre. A proposta visa avaliar a influência econômica da inserção de geradores distribuídos a gás natural e a partir de fontes renováveis como solar, eólica, hídrica e biomassa nos mercados locais de energia, conforme características apresentadas (VAHL et al., 2013).

4.1. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS DO MODELO

A figura 18 (ANEXO D) demonstra a rede de distribuição de energia estudada, hipotética porém baseada em dados de oferta e demanda do mercado brasileiro. Foi apenas considerado o sistema de alimentação de tensão 13,8kV, mas ainda ofertando a consumidores industriais, comerciais e residenciais em um dos cenários. *G* representa a geração centralizada; *DG* são os geradores distribuídos; *D* os mercados.

Primeiro os consumidores foram agrupados em quatro regiões de demanda conectadas a rede por nós equidistantes. A distância entre os nós (ramais) foi considerada 20 km, assim como entre produtores. O nó produtor mais distante é a alimentação da rede convencional, que também foi testado como um ponto de DG, nos casos de oligopólio e concorrência livre. Essa distância pode ser considerada pequena nas dimensões do Brasil, porém, conforme ressaltado, já existem diversos modelos de otimização para localização de geradores distribuídos, o que não foi foco deste estudo.

4.1.1. Comportamento da demanda

As funções das demandas do caso estudado foram obtidas a partir de Schmidt e Lima (2004), com resultados similares em Modiano (1984) e Andrade e Lobão (1997), baseados no mercado brasileiro. Como o principal interesse desse estudo foi obter a relação entre preço e demanda de eletricidade no Brasil, foram desconsideradas as outras variáveis da equação 8. Para a aplicação da equação da demanda no problema de inequações variacionais, primeiro é necessário isolar a variável do preço, fazendo o preço em função da demanda.

As funções calculadas a partir dos dados do mercado estudado são descritas na tabela 4 (ANEXO E). A relação de câmbio adotada foi de 2 R\$/USD\$. Cada classe de consumidor é representada por diferentes funções de preço. Entretanto, podem existir diversos tipos de consumidores diferentes aplicados a cada nó ou mercado, então com funções similares de comportamento.

4.1.2. Função da oferta de energia

As funções de fornecimento foram extraídas de custos fixos e marginais. Os custos marginais do gerador convencional (hídrico) foi retirado de ANEEL (2011), que apresenta os custos GTD de 134,50USD\$/MWh com impostos (82,75 USD\$/MWh sem impostos), 1,75USD\$/MWh para perdas técnicas. Os custos marginais para fornecedores de DG forma retirados de NREL (2012), conforme apresentados na tabela 1, porém relacionados à USD\$/MWh. Assim foram utilizados custos marginais para geração fotovoltaica (>500KW) de 2,73USD\$/MWh, eólica 4,33 USD\$/MWh, biomassa 4,68USD\$/MWh. Para o gás natural, devido à grande variação de custos operacionais das instalações, foi utilizado um valor médio de 225,00 USD\$/MWh.

4.1.3. Estimativa dos custos e perdas de distribuição

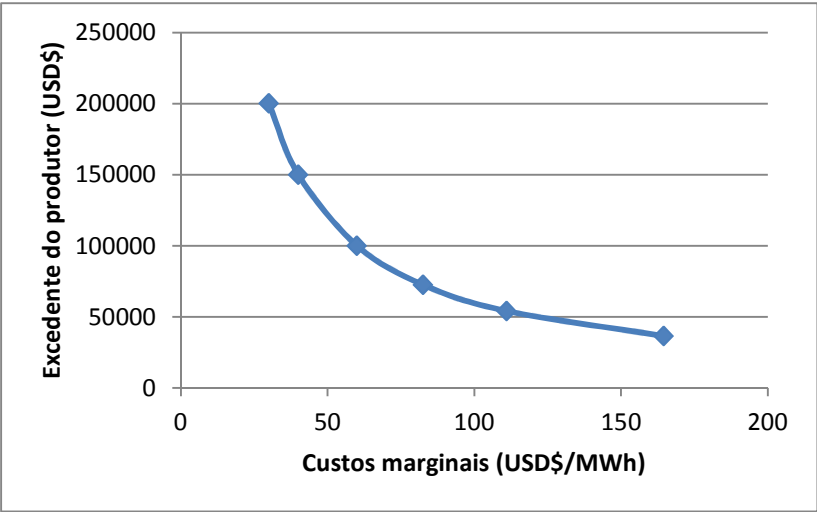
Os custos de distribuição de energia estão na tabela 5 no ANEXO F. Os custos são considerados as perdas de energia transmitida em cada ramal DG-consumidor, como caminhos diretos. Assim, a localização de cada gerador distribuído bem como do mercado consumidor torna-se relevante para o equilíbrio do mercado de energia,

pois quanto menor a distância menor as perdas pelas impedâncias das linhas de transmissão e distribuição.

4.2. AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS ECONÔMICOS DO MODELO

O modelo de mercado monopolista, com apenas a rede de distribuição convencional onde há apenas um fornecedor abastecendo a rede, foi analisado primeiro como benchmark. As condições iniciais do sistema estão apresentadas na planilha ANEXO G. Estima-se excedente dos mercados consumidores D1 e D4 de 3.083,7 TWh, D2 38,37TWh e D3 de 141,84 TWh. O preço de equilíbrio obtido inicialmente foi de 2.006,74 USD\$/MWh, para os consumidores residenciais em D1 e D4, sendo estimado consumo de apenas 72.52MWh em cada, com o custo marginal da rede de distribuição convencional de 84,79 USD\$/MWh. Esse valor elevado é devido à baixa elasticidade-preço da demanda residencial, pois considerando elasticidade-preço de -0,85 (dez vezes maior) esse preço de equilíbrio ficaria em 342,16 USD\$/MWh, e ao erro absoluto (ponto de parada das iterações) utilizado inicialmente de 10-6, o que devido às grandezas utilizadas é extremamente baixo.

Figura 19 – Excedente do produtor em relação aos custos marginais



Elaborado pelo autor.

No mercado comercial o preço de equilíbrio ficou em 841,23 USD\$/MWh e industrial 420,89 USD\$/MWh. Considerando esses três tipos de mercado como oportunidades para o produtor, haveria desabastecimento dos mercados comerciais e industriais, já que o preço mais atrativo está no residencial e estes competiriam entre si.

A figura 19 demonstra o excedente do fornecedor no caso de monopólio de acordo com os custos marginais, sendo considerado todos os níveis. Isso também é uma das causas para os altos preços no mercado simulado, desde que o fornecedor prefere vender menos a preços mais altos, assim obtendo o excedente de produtor.

4.2.1. Mercado industrial

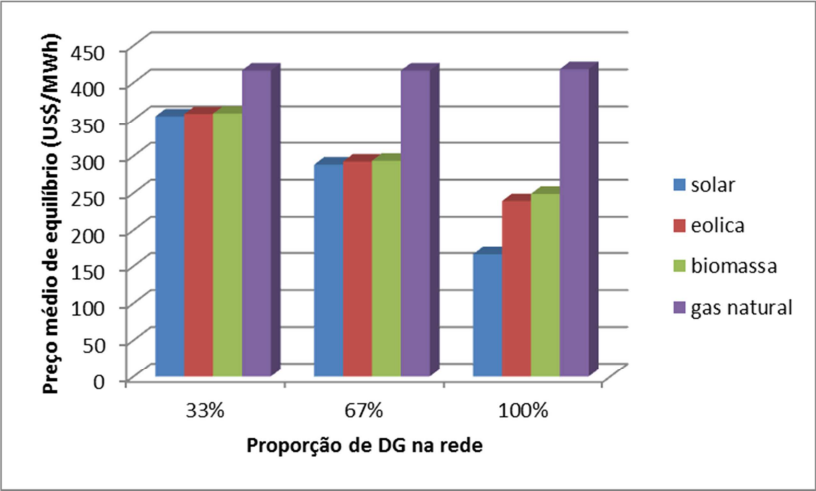
Com o objetivo de avaliar os impactos no mercado brasileiro de eletricidade devido à inserção de geradores distribuídos na rede de distribuição, foram feitas análises com diferentes níveis de penetração considerando estruturas de oligopólio e diferentes tecnologias: gás natural, fotovoltaica, eólica e biomassa. Quando considera-se diferentes tecnologias para geração distribuída, há diferentes custos operacionais e investimentos.

Nesta primeira situação foram considerados apenas consumidores industriais, que estão mais próximos da realidade do mercado spot brasileiro atual, já que o mercado livre para consumidores com potência instalada menor que 500kW ainda não está homologada. Assim, foi utilizada a função da demanda exposta na tabela 4 conforme D3 (industrial) para os quatro mercados modelados, não considerando portanto a concorrência entre mercados pelo abastecimento da commodity. O alfa considerado foi de -0,0001 e o erro aceitável foi de 0,05% do valor da demanda inicial (520,69MWh) (condição de parada das iterações). Nessas condições, considerando estado inicial do sistema um monopólio com todos nós fornecedores sendo componentes por centrais hídricas, o preço médio dos mercados D1 a D4 foi de 420,09 USD\$/MWh e fluxo de energia da rede foi de 0,012 TWh. Considerando a formação de oligopólio dos produtores, o preço médio desses mercados ficou em 412,44 USD\$/MWh.

A inserção de geradores distribuídos utilizando as diferentes tecnologias foi simulada através da substituição das funções de custos marginais para cada nó produtor, sendo os principais resultados

demonstrados na tabela 6 no ANEXO H. O preço médio foi obtido calculando a média simples de preços entre os mercados D1 a D4. A redução de preço foi obtida comparando ao cenário de monopólio inicial, e o fluxo de energia é a soma de todas quantidades transportadas entre produtores e consumidores em cada cenário.

Figura 20 – Preço médio de equilíbrio nos mercados de acordo com a proporção de geração distribuída para cada tecnologia



Elaboração do autor.

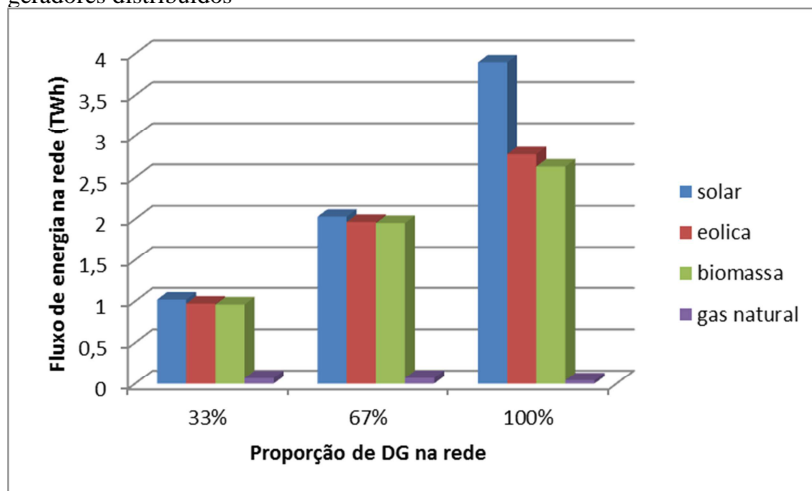
Assim, considerando que existem três nós produtores no modelo estudado, um nível de penetração de 33% significa que 1 dos três nós produtores se comporta como um gerador distribuído, aplicando-se a função de custos marginais coerente para cada tecnologia. A figura 20 demonstra um comparativo dos resultados do preço de equilíbrio médio na rede estudada. Considerando 100% de participação de cada tecnologia nos mercados, porém formando oligopólios, a energia solar fotovoltaica obteve o menor preço médio nos mercados de 166,10 USD\$/MWh, com energia eólica em seguida a 238,97 USD\$/MWh e biomassa a 248,73 USD\$/MWh. O menor preço absoluto encontrado foi nos mercados D2 e D3 de 160,4 USD\$/MWh, no cenário com 100% participação de energia solar fotovoltaica. Comparando com a situação inicial, monopólio do produtor com tecnologia hídrica de grande porte, a adoção de painéis fotovoltaicos

pode proporcionar uma redução de 60,46% nos preços médios da energia, eólica 43,11% e biomassa 40,49%.

O gás natural foi a única tecnologia que nessas condições aumenta o preço médio de mercado de acordo com aumento da sua participação, pois a 33% o preço estabiliza em 416,42 USD\$/MWh e a 100% chega a 418,23 USD\$/MWh. Considerando a situação inicial seja oligopólio também, com preço médio 412,44 USD\$/MWh, um aumento da participação de gás natural na rede pode aumentar os preços da energia elétrica no mercado spot.

A quantidade de energia comercializada na rede também foi estudada de acordo com as tecnologias empregadas (fig. 21). Com aumento de participação das tecnologias renováveis há aumento do fluxo de energia. Considerando estado inicial de 0,012 TWh, com 100% inserção de geradores PV essa quantidade aumenta mais de 324 vezes, para 3,8959TWh de energia comercializada. Considerando gás natural, com aumento de sua participação na rede há redução de energia negociada, devido aos seus altos custos de produção.

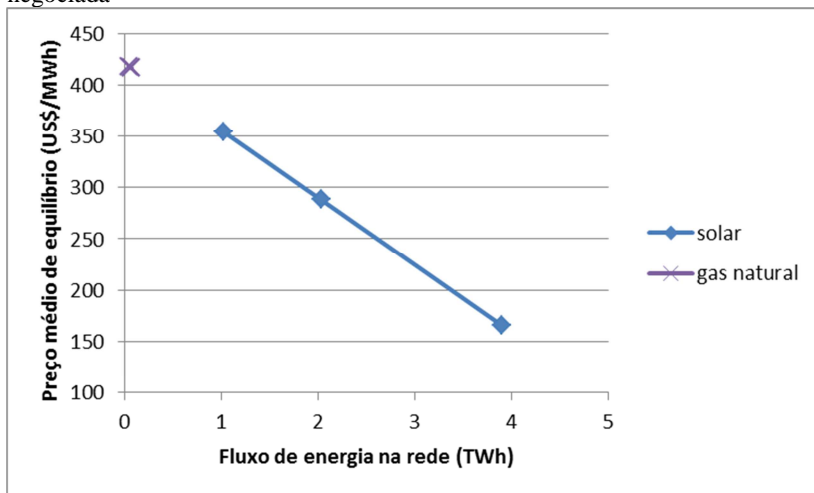
Figura 21 – Energia negociada nos mercados de acordo com a inserção de geradores distribuídos



Elaboração do autor.

Na figura 22 está demonstrada a relação entre preço médio de mercado e a quantidade negociada. Neste sentido, demonstra-se que o aumento da participação de tecnologias com menores custos de produção podem propiciar reduções de preços e aumentos de tamanho de mercado consumidor.

Figura 22 – Variação do preço médio de mercado de acordo com a quantidade negociada



Elaboração do autor.

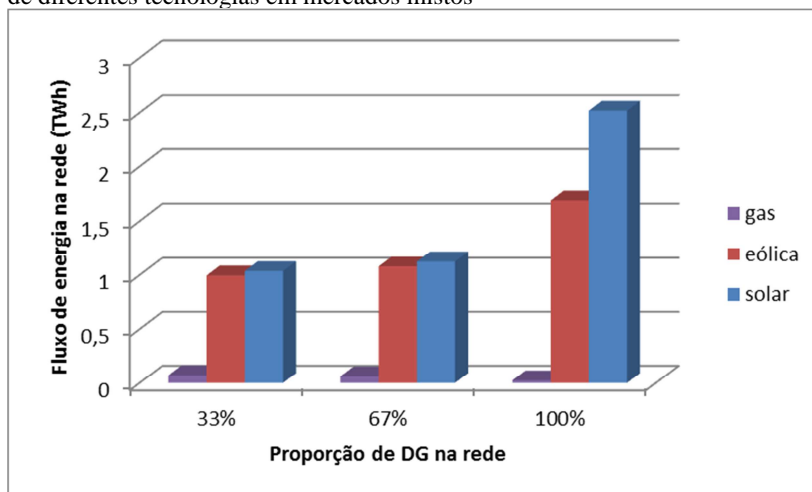
Na prática, deve-se no entanto considerar o planejamento da expansão da capacidade instalada dos fornecedores, pois pode haver desabastecimento e aumentos bruscos de preços, em especial considerando fontes intermitentes. Essa análise também demonstra outra prática comum na gestão da demanda, que é o aumento de preços para redução da demanda em horários de pico de consumo.

4.2.2. Mercado livre

A figura 23 demonstra resultados de diferentes níveis de penetração, para diferentes fontes de energia elétrica conectados na rede,

considerando mercados residenciais (D_1 e D_4) competindo com consumidores comerciais (D_2) e industriais (D_3) conforme tabela 4. Quanto maior número de geradores distribuídos conectados, simulando aumento de penetração da geração distribuída, os preços de energia caem, em todos mercados, e maiores demandas são atendidas. A diferença da performance econômica das fontes de energia renováveis é aparente nos resultados de mercado: quanto mais eficiente a tecnologia maior o mercado atingível.

Figura 23 – Tamanho atingível de mercado de acordo com o nível de penetração de diferentes tecnologias em mercados mistos

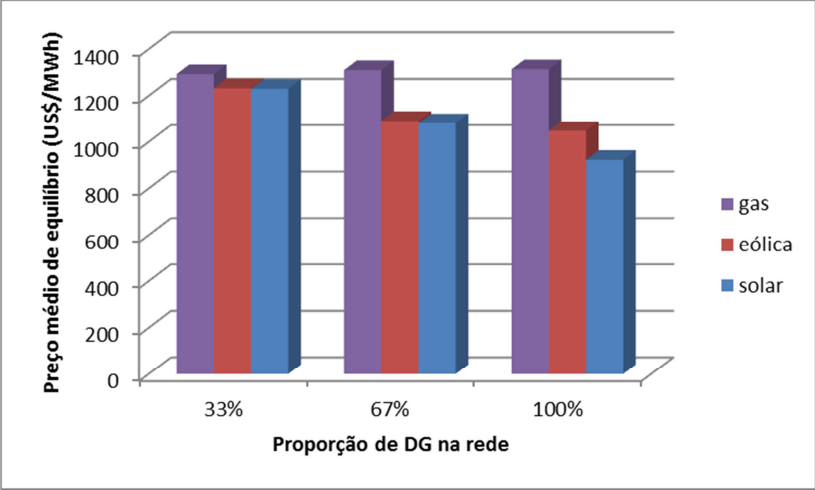


Elaboração do autor

As diferenças entre tecnologias para DG de acordo com o nível de penetração também são caracterizadas no comportamento do preço de equilíbrio de mercado. Com o aumento da penetração da geração distribuída, os preços da energia diminuem, devido a elasticidade-preço da demanda da eletricidade no curto prazo (fig. 24).

Os sistemas de geração fotovoltaica (PV) apresentaram a melhor performance econômico-financeira, atingindo um mercado de 2,51 TWh e o menor preço médio da energia de 922,77 USD\$/MWh, no cenário com 100% geração distribuída, seguida pela geração eólica com 1047,47 USD\$/MWh.

Figura 24 – Preço mínimo atingível de acordo com o nível de penetração de diferentes tecnologias



Elaboração do autor

Tabela 7 – Resultados de mercado para diferentes tecnologias em cenários de acordo com a proporção de geração distribuída na rede

solar		eólica		gas natural	
fluxo (TWh)	preço (US\$/MWh)	fluxo TWh)	preço (US\$/MWh)	fluxo (TWh)	preço (US\$/MWh)
0,0368	1230,10	0,9952	1232,82	0,0716	1293,22
1,1259	1081,18	1,0800	1091,06	0,0614	1310,31
2,5180	922,78	1,6883	1047,47	0,0243	1313,84

A geração a partir do gás natural apresentou-se como a tecnologia de mercados com maiores preços para geração de energia elétrica devido a altos custos operacionais, sendo que os preços da energia elétrica aumentam com a adoção desta, apresentando preço médio de 1.313,83USD\$/MWh caso a rede seja 100% abastecida pelo combustível. A tabela 7 demonstra mais resultados de diferentes

tecnologias para cenários de acordo com a proporção de geração distribuída na rede. Essas diferenças são referentes aos custos operacionais de cada tecnologia, porém sabe-se que cada região apresenta características específicas de fornecimento de cada uma dessas fontes de energia. Sendo assim, a viabilidade da utilização de cada tecnologia para geração distribuída deve ser iniciada com um estudo do potencial de energia de cada fonte em cada local.

Com a redução dos custos para módulos PV com conexão à rede esta tecnologia começa a se tornar mais atraente em novos mercados (RÜTHER e ZILLES, 2011; MITSCHER e RÜTHER, 2012), e pode-se esperar preços ainda menores que os apresentados na tabela 1, o que deve aprimorar o desempenho econômico nos cenários propostos. O menor preço encontrado nesse cenário foi no mercado D₃ a 33% de 168,17 USD\$/MWh, sendo este o nó primeiro DG conectado ao sistema fotovoltaico. Já em 100% de inserção de PV, o preço no mercado D₃ fica em 275,31 USD\$/MWh, o que demonstra a influência do preço em mercados vizinhos no mercado em particular.

No intuito de testar uma estrutura de mercado diferente, foi utilizado modelo matemático para mercado de competição livre (VAHL et al. 2013), o que representaria um mercado com 100% de penetração de DG e sem a formação de oligopólios ou carteis, sendo um modelo aplicável considerando tecnologias de geração fotovoltaica integrado a edificações como os modelos *rooftops* (para telhado). Em tal situação, o preço de equilíbrio de mercado foi 942,22 USD\$/MWh, maior do que quando o mercado foi tratado como um oligopólio. Esse valor é elevado também devido à participação de consumidores residenciais.

4.2.3. Conclusões sobre os impactos no mercado de eletricidade de acordo com as trajetórias tecnológicas para geração de eletricidade no Brasil

Sistemas fotovoltaicos de pequeno porte apresentam custos O&M de apenas 2,73 USD\$/MWh, e com isso possibilitou excedente de mercado ofertando energia a menores preços, o que também é uma ameaça ao equilíbrio econômico e estabilidade do mercado, como já apontado. Assim, políticas energéticas e regulações são de fato importantes para prevenir tais excedentes de forma que forcem o preço de mercado da energia elétrica abaixo dos limites sustentáveis do mercado, principalmente onde grandes plantas geradoras ainda são

necessárias para manutenção da estabilidade e confiabilidade do sistema de energia integrado, como seria o caso brasileiro. Por outro lado provou-se que o aumento da utilização de energia termelétrica, mesmo que a gás natural, tende a aumentar os preços da eletricidade no Brasil, assim como reduzir a oferta de energia devido a seus custos elevados.

A competição entre fornecedores distribuídos foi também considerada, conforme apresentado em VAHL et al. (2013a). Em algumas situações, mercados com maior número de ramais apresentaram preços menores devido à grande disponibilidade da commodity. Tal evento tornou o abastecimento escasso em outros nós consumidores mais próximos, fazendo com que os preços da energia fossem também maiores nesses nós. Por exemplo, o mercado D4 apresentou os maiores preços da energia e menor consumo em todos os cenários simulados, e o mercado D3 apresentou os menores preços e também maiores demandas.

Portanto, a geração distribuída pode auxiliar na redução dos preços de energia em alguns mercados, porém pode complementarmente aumentar em outros com menor atratividade econômica, como em situações com grandes perdas na distribuição e altos custos operacionais. Tal evento já se torna visível em mercados com pequena penetração de geração distribuída, o que pode ser considerado um alerta para tratar esse tema com extrema relevância na gestão da mudança e transição dos modelos de mercado de energia.

Baseado nos resultados acima, dentre os benefícios que a geração distribuída a partir de fontes renováveis pode acarretar para o mercado de energia elétrica brasileiro, pode-se explicitar que:

- Aumenta a demanda e disponibilidade de energia;
- Reduz o fluxo de potência do distribuidor ou rede convencional;
- Reduz as perdas, portanto custos, de distribuição;
- Reduz o preço médio da energia;
- Considerando estocagem de energia suficiente, a geração distribuída pode reduzir os preços spot em horários de pico de consumo;
- Áreas isoladas podem se tornar fornecedores de micro redes, tendo em vista que a viabilidade econômico-financeira de renováveis deve aumentar.

No entanto, para que esses benefícios sejam obtidos, o sistema integrado de energia deve ser resguardado de políticas energéticas e regulações que devem ainda acompanhar o nível de penetração da geração distribuída, sendo coerente ações para cada cenário específico considerando as tecnologias empregadas e a infraestrutura existente. Há algumas falhas e distorções que podem ser críticas para o desenvolvimento e integração de geradores distribuídos no Brasil:

- Alta instabilidade da rede, que podem causar falhas no abastecimento como blackouts (falta total de energia) ou brownouts (baixa tensão da rede), o que requer o desenvolvimento complementar de sistemas de armazenamento de energia, que podem ser inclusive as reservas hídricas convencionais no caso do Brasil;
- Surtos nos preços spot de energia durante horas de pico de demanda ou baixa oferta, dependendo da energia armazenada e tecnologias adotadas, especialmente em mercados com baixo nível de penetração. No entanto, os preços devem ser normalizados com o aumento do nível de penetração, já que para um sistema com 100% de fornecimento proveniente de painéis fotovoltaicos ou geradores eólicos um sistema de armazenamento de energia é mandatório, dada a intermitência das fontes;
- A competição entre os mercados pode privar alguns consumidores do abastecimento da energia, já que os fornecedores devem preferir ofertar energia em mercados com preços elevados e menores custos de distribuição. Os consumidores devem ser assegurados do abastecimento de energia a preços razoáveis, o que implica em regulação de mercado;
- Geradores e sistemas centralizados serão pressionados a operar em mercados a preços menores que seus custos de operação e manutenção para conquistarem market share, o que irá desencorajar a manutenção de grandes plantas geradoras em redes com pequena penetração de DG. Regulações são também necessárias para manter essas plantas operando em níveis aceitáveis para a estabilidade da rede, o que deve ser de acordo com cada nível de

penetração ao longo da trajetória de desenvolvimento da rede;

- As tecnologias empregadas para cada gerador distribuído devem ser planejadas meticulosamente, não apenas para casar oferta e demanda, mas para o gerenciamento dos custos O&M de forma eficaz, visando introduzir fornecedores competitivos no mercado. Sem esse critério, geradores pequenos podem não conseguir sobreviver no mercado tempo suficiente para conquistar market share relevante para seu negócio.

5. ESTRATÉGIAS PARA O DESENVOLVIMENTO SUSTENTÁVEL DA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA

Como demonstrado, o Brasil está de fato criando um novo caminho tecnológico para o setor de energia, no entanto menos sustentável, mantendo a dependência por petróleo e criando uma nova pelo gás natural. A fim de desenvolver um caminho que incorpore tecnologias mais ecológicas, muitos países têm promovido políticas eficientes para aumentar a fatia de mercado para energias renováveis e a adoção de soluções sustentáveis para substituição das fontes.

Além disso, argumenta-se que, a fim de alcançar considerável redução das emissões de GEE no Brasil, as tecnologias de geração renovável e distribuída, juntamente com o uso inteligente de gás natural são soluções complementares. O Brasil tem os meios para a criação de um caminho de tal maneira, uma vez que o potencial eólico no Brasil é estimado em 143.5GW de capacidade com possibilidade de entregar 272,2TWh / ano (AMARANTE et al., 2001), e pode-se produzir em regiões do Brasil 108GWp (183TWh / ano) com uma usina solar fotovoltaica de 1.350 km², tamanho semelhante ao lago de Itaipu, que produz de 80 a 90 TWh / ano (14GW).

5.1. DESENVOLVIMENTO DA INFRAESTRUTURA PARA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E REDES INTELIGENTES

Os meios para alcançar essa redução do lado fornecedor poderiam seguir uma série de abordagens diferentes: o acoplamento de desenvolvimento de eletricidade renovável, com opções de armazenamento de energia, como veículos elétricos, energia hidrelétrica de armazenamento bombeado; maior adoção de biomassa e geração de eletricidade fotovoltaica; desenvolvimento de plantas eólicas e gás natural integradas; crescente adoção de telhados solares e sistemas de micro PV. No entanto, tais abordagens enfrentam várias questões que devem ser devidamente abordadas, a fim de fazer a transição viável, e também exigem a construção de redes inteligentes e melhoria da geração distribuída, e o Brasil está em seus estágios iniciais do ciclo de vida para essas tecnologias e políticas.

Após a resolução ANEEL (2012) passou-se a permitir que cada usuário final de energia no Brasil possa comercializar energia com a rede, após a instalação correta do smart-meter (medidor inteligente),

inversor com grid-tie e gerador. Essa regulamentação veio para estabelecer condições de acesso e sistemas de recompensa para micro (<100kW) e mini (100 kW <P <1 MW) sistemas de geração distribuída no Brasil. A resolução permite que as empresas de serviços públicos possam premiar o micro produtor de energia comercializada, porém este limitado ao seu consumo. Se um micro gerador envia mais energia para a rede em um mês do que seu consumo, medido pelo medidor inteligente, o consumidor não terá qualquer receita extra; em vez disso ele vai ter conta de energia do mês corrente coberta e um crédito extra para as contas de energia do futuro, que expira em trinta e seis meses. Assim, se o consumidor também continua produzindo energia excedente, este crédito será continuamente perdido como os meses passam.

Apesar de muitos problemas que ocorrem com o aumento dos níveis de penetração de renováveis (VAHL et al., 2013a), a resolução não se concentra em questões técnicas ou necessidades do lado consumidor, uma vez que permite que os produtores injetem energia à rede em livre arbítrio, sem restrições ou sugestões relacionadas a variáveis como hora do dia, estação do ano, as tensões de barramento, a frequência e os níveis de capacidade. A abordagem técnica desta resolução restringe-se a limitar a capacidade do produtor para o mesmo consumo de sua carga média (declarado), obedecendo as restrições de capacidade de linha. Não há incentivos para troca de um medidor convencional para um inteligente (smart meter), ou se tornar um fornecedor de eletricidade distribuída. Assim, as políticas de apoio ao desenvolvimento da geração distribuída devem ser revistas, a fim de acelerar a difusão de tecnologias mais verdes do país, juntamente com a propaganda pública adequada sobre seus benefícios para a sociedade (VAHL et al, 2013b).

No que se refere às redes inteligentes, as empresas de serviços públicos já estão investindo em tecnologias para a integração de seus sistemas. No entanto, o principal aspecto focado é a redução de perda de energia devido aos consumidores informais. Há também um desafio para escolher qual tecnologia a seguir, já que não há um fornecedor nacional desenvolvido e ainda há muitos padrões internacionais conduzidos por marcas. Mesmo assim, a infraestrutura para implantação de redes inteligentes precisa ser desenvolvida, em primeira mão, a fim de reduzir os custos das energias renováveis e evitar retrofits de

tecnologia mais antiga do que o necessário, devido a mudanças de parâmetros.

5.2. FINANCIAMENTO PARA AMPLIAÇÃO DO MARKET SHARE DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

Outra questão para a adoção de tecnologias de geração distribuída de pequeno porte no Brasil é o financiamento. A maioria dos equipamentos é importada, portanto não sendo elegível para muitos empréstimos públicos. Financiamento é de fato a principal uma luta para o desenvolvimento de tecnologias como painéis solares fotovoltaicos, pequenas turbinas eólicas e equipamentos inerentes (NREL, 2012), tanto para o consumidor final ou para as start-ups se estabelecerem no mercado (HEISKANEN et al, 2011). Portanto, programas de financiamento que se concentram no apoio a inovações tecnológicas mais verdes devem ser realizados a fim de criar um novo caminho na geração e uso de energia elétrica. Além disso, as instituições devem fornecer financiamento a fim de apoiar a criação de empresas que se estabelecem no novo mercado de energia, e estas devem estar ligadas a programas de empreendedorismo. Goldenberg et al. (2014) propõe que a renda gerada pela exploração do pré-sal no Brasil pode apoiar fontes renováveis.

A tarifa feed-in é outro mecanismo para o financiamento da adoção de geração renovável, que garante um preço fixo com base na curva de aprendizado associada com uma determinada tecnologia, apoiando assim várias tecnologias em diferentes estágios de desenvolvimento (LIPP, 2007). A garantia de preço de longo prazo prevê a estabilidade do mercado e segurança para os investidores (SAWIN, 2004). A demanda do mercado para as energias renováveis é então assegurada por obrigar empresas de eletricidade e os operadores da rede de comprá-la. No entanto, de acordo com Lipp (2007), a tarifa do tipo feed-in pode ser vista como uma maneira cara para apoiar o desenvolvimento das energias renováveis, uma vez que os preços garantidos podem não incentivar a concorrência, e a energia renovável não seria gerada com o menor custo possível.

5.3. INTERMITÊNCIA DAS FONTES RENOVÁVEIS E O GÁS NATURAL

Apesar da geração de energia renovável, como a eólica e a solar sem armazenamento de energia, não apresentam riscos de abastecimento de combustível, como usinas de energia convencionais, muitas tecnologias apresentam intermitência de recursos dinâmicos. Nesse sentido, a energia eólica e solar só fornecem baixo valor para o utilitário, devido a confiabilidade dos sistemas de energia, o que diminui com o aumento do nível de penetração. Energia eólica e solar, sem armazenamento, só pode ser expedidas dentro dos limites de disponibilidade de recursos (NREL, 2012).

O gás natural pode ser enviado de forma flexível, que oferece mais capacidade para a confiabilidade do sistema. A capacidade de resposta ou rampa rápida de geradores a gás natural torna-os ideais para complementar a geração renovável. Esta flexibilidade também agrega valor adicional como novo serviço auxiliar, projetados para acomodar os crescentes níveis de fontes intermitentes na rede. A combinação equilibrada de eletricidade a gás natural e energia renovável pode ajustar as ações de geração com base na otimização contínua da disponibilidade de recursos, dos custos de combustível e os requisitos de emissões.

No Brasil, as redes de distribuição de gás natural do Pre-sal ainda estão em fase de implantação. Os parques eólicos também estão ainda longe de potencial eólico nacional, que é principalmente off-shore e no litoral. Portanto, o desenvolvimento de ambos, sítios eólicos costeiros e offshore e usinas de gás natural ligadas ao pré-sal apresentam condições promissoras. A mesma abordagem poderia fornecer o Nordeste do Brasil a partir de sistemas solares fotovoltaicos, ligados a redes de gás natural, complementados. No entanto, se o caminho tecnológico não for desenvolvido sob tal forma atualmente, os custos de transição e os novos lobbies do setor de energia mais tarde serão barreiras para a adoção de energia solar fotovoltaica e eólica no Brasil.

5.4. GESTÃO DA DEMANDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A resposta do lado da demanda é muito mais rápida do que o aumento da produção. Em 2001, o Brasil conseguiu reduzir a carga a níveis desejados com publicidade pública intensiva. Resposta à demanda pode assumir várias formas, incluindo (IEA, 2011): mudar de

fornecedor em resposta a preços e ofertas de produtos; criação de incentivos e regras para os preços de varejo eficiente e ofertas de produtos inovadores fortes; deslocação da procura a partir de um período de tempo para outro, com o potencial de ajudar a suavizar o perfil de consumo, reduzindo a pressão sobre os preços e os recursos do sistema durante os períodos de pico; e reduzir a demanda através da utilização final mais eficiente, o que pode reduzir a pressão relacionada com a demanda sobre a capacidade do sistema de energia. Estas respostas podem melhorar a flexibilidade e resiliência do sistema, reduzir custos operacionais e criar fortes incentivos para novos investimentos.

A resposta da demanda tende a ser baseada em preço ou em incentivos. Respostas baseadas no preço referem-se à elaboração de acordos de preços entre a concessionária e os consumidores. Resposta à demanda baseada em incentivos prevê um pagamento de taxa fixa acordada para desligar durante os eventos de preços de pico, e a participação do cliente é recompensada de acordo com as economias associadas (NREL, 2012). Estes incentivos adicionam valor a certos tipos de flexibilidade, como muito resposta de curto prazo.

5.5. DESENVOLVIMENTO DE NICHOS DE MERCADO PARA O GÁS NATURAL

Além da produção de eletricidade, o gás natural tem muitas aplicações como fonte de energia, em nichos que são, de fato, em necessidade de adaptação. Conforme o gás natural tem sido escasso e mal distribuído no Brasil, a maior oferta foi conduzida para o setor industrial. Ele também está geograficamente monopolizado para o Sul e Sudeste. Ultimamente a necessidade do setor elétrico e as descobertas do pré-sal trouxeram novos investimentos para a sua perfuração e distribuição, o que permite o uso de gás natural em outros mercados brasileiros.

Como o gás natural emite menos gases de efeito estufa do que a gasolina, óleo ou carvão, substituindo tais fontes é realmente uma solução mais sustentável. O setor da indústria tem alta prioridade de fornecimento de gás em programas governamentais, de modo que este setor pode alcançar redução considerável das emissões em breve. Carros híbridos a gás natural, à semelhança do que aconteceu com aqueles movidos a álcool de cana de açúcar, precisam incentivos e promoções

para aumentar a adoção. Conforme apresentado anteriormente, algumas impressões de mercado são difíceis de mudar. No entanto, a mudança de veículos elétricos a combustão interna levou cerca de 30 anos para acontecer e foi impulsionada pela inovação. Tecnologias de microprocessadores e eletrônica de potência tem evoluído a um ritmo muito mais elevado, o que pode facilitar a adoção de veículos mais ecológicos se devidamente gerida. Inovações verdes e apoio ao empreendedorismo, além de gerenciamento das partes interessadas são, então, os fatores-chave no Brasil para criar um novo caminho para a difusão de veículos mais ecológicos, de gás natural e biocombustíveis.

Considerando o consumo residencial de energia elétrica no Brasil, 35% provem de chuveiros elétricos (ANEEL, 2014). Muitas famílias podem ser fornecidas de gás natural para aquecimento de água. Há também uma crescente preocupação com o aquecimento de ambientes, já que 2013 apresentou o ano mais frio já medido no Sul do Brasil: nevou em mais de 100 cidades simultaneamente, o que nunca tinha acontecido antes. Assim, as alterações no clima pedirão requerer mais energia para o aquecimento, bem como esta pode ser fornecida pelo gás natural de forma mais eficiente do que o uso da eletricidade. Além disso, a produção combinada de calor e eletricidade (CHP) pode incitar necessidade de novos fornecedores nas próximas décadas no Sul do Brasil, onde também pode-se ter o uso de gás natural em co-combustão com carvão.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os objetivos “a”, que competia em levantar o comportamento histórico das fatias de mercado da geração de fontes hídricas, térmicas, nucleares, eólicas e a partir de biomassa para geração de energia elétrica no Brasil, e “b” que propôs avaliar previsões de emissões de CO₂ da matriz energética brasileira de acordo com o comportamento e políticas atuais, foram alcançados no capítulo três e elucidados em gráficos e tabelas. Nessa etapa verificou-se que os níveis de emissões de CO₂ são crescentes devido ao aumento de despachos (compra) de energia termelétrica no Brasil. Verificou-se que, embora o governo brasileiro divulgue previsões de reduções dessas emissões, caso seja mantido o mesmo ritmo de aumento da capacidade instalada de centrais térmicas, em especial a gás natural, haverá substancial aumento de emissões de GEE da matriz energética brasileira. Tal incremento não ocorreria caso o aumento da oferta de energia fosse proveniente de fontes renováveis, como solar, eólica e biomassa, que são os caminhos alternativos propostos no objetivo “c”. Demonstrou-se que é possível atingir a demanda brasileira a partir destas fontes, porém deve haver coordenação no processo de transição.

As estruturas dos mercados de energia estão mudando devido às novas tecnologias de geração e da chamada geração distribuída e das redes inteligentes (smart grids). Outro objetivo deste trabalho foi avaliar como o nível de penetração ou share da geração distribuída pode interferir nas estruturas dos mercados de energia, em especial o mercado brasileiro correspondente ao sistema integrado SIN. O modelo utilizando inequações variacionais foi apresentado no intuito de simular um mercado com características similares ao mercado brasileiro, passando por tal transição, de sistema centralizado em grandes plantas geradores hídricas para um sistema com apenas pequenos fornecedores, ou 100% geração distribuída a partir de fonte renováveis como eólica, solar fotovoltaica e biomassa. Esse modelo refere-se aos objetivos “d” e “e” descritos na introdução, e são apresentados no capítulo quatro, com prévia introdução à modelagem matemática no capítulo dois.

Os resultados apresentados no final do capítulo quatro demonstram que com o aumento de penetração da geração distribuída a partir de fontes renováveis os preços da energia devem cair, embora lentamente devido à pequena elasticidade-preço da demanda por energia. Sistemas com painéis fotovoltaicos e geradores eólicos devem

alcançar market share considerável tão logo ganhem escala, pois estas tecnologias apresentam crescente viabilidade econômico-financeira e menores preços de mercado para substituírem sistemas convencionais baseados em grandes plantas, com altos custos fixos e de O&M. Essa análise conclui com êxito o objetivo “F”.

Entretanto, devido a razões técnicas, como intermitência da geração, outras fontes devem ser integradas para oferecer suporte a redes desse tipo. Assim, a menos que asseguradas por sistemas de armazenamento de energia ou pela rede convencional já estabelecida, sistemas com 100% de geração a partir de fontes como PV ou eólica não são economicamente sustentáveis, mesmo em sistemas híbridos que combinem apenas essas duas tecnologias. Com isso, o desenvolvimento do armazenamento de energia elétrica é uma estratégia fundamental para o aumento da penetração das tecnologias PV e eólica. Além disso, sistemas de armazenamento podem aumentar o retorno do investimento em DG, possibilitando ao gerador fornecer energia em horários de pico de demanda, quando há preços mais elevados. Programas governamentais devem apresentar políticas adequadas ao incentivo a adoção desses sistemas, visando o aumento da viabilidade da geração distribuída e assegurar a estabilidade dos sistemas.

Embora a geração distribuída tenha como preceito facilitar a vida dos consumidores, reduzindo preço da energia, regulações devem manter esses preços em níveis justificáveis e seguros, já que a transição de um sistema com geração centralizada para um mercado de concorrência livre é cercada de incertezas que devem ser tratadas propriamente. A competição entre geradores distribuídos será um desafio para políticas reguladoras, já que deve ser considerado: o estágio do ciclo de vida de cada tecnologia; a taxa de adoção de cada fonte; a infraestrutura dominante, que deverá ser adequada e aprimorada para atender geradores distribuídos; a localização de cada DG e sua distância até cada consumidor (portanto as políticas devem ser regionais); as tecnologias para informação disponíveis, entre outros.

Com sugestão para trabalhos futuros, existe a possibilidade da inclusão no modelo matemático de preços diferenciados para a energia ativa e reativa (foi considerado apenas energia ativa), bem como fornecimento para atenuação de pico da demanda (peak shaving). Essas possibilidades podem ser entendidas como outros segmentos de mercado, o de serviços auxiliares, que não tem sido bem atendidos por sistemas convencionais. Hoje no Brasil esses serviços são exclusivos de

termelétricas, portanto com alto custo O&M e relativamente baixa flexibilidade, já que o start-up de uma central desse tipo não é imediata.

Outra continuação deste trabalho pode ser feita no longo prazo, onde consumidores de energia poderão selecionar seu fornecedor de forma livre, e a elasticidade-preço da demanda também deverá alterar, sendo necessário atualizar a análise aqui apresentada. Da mesma forma, o mesmo modelo pode ser aplicado em outros países, com características de mercado diferentes.

Se a transição de um sistema centralizado de geração de energia para um sistema com apenas geradores pequenos distribuídos, formando concorrência perfeita, não for propriamente gerenciado, o mercado de energia poderá ser insustentável, e os fornecedores poderão ser afetados devendo cobrir preços abaixo de seu ponto de equilíbrio, o que pode afetar negativamente tanto os preços como os níveis de oferta atingidos. A recuperação de uma crise desse tipo pode apresentar aspectos irreversíveis no mercado.

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T., KNYAZKIN, V. Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects. In: **Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution - Conference and Exhibition 2**, 1357-1363, 2002.
- AMARANTE, O., BROWER, M., ZACK, J, DE SÁ, A. Atlas do potencial eólico brasileiro. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESEB/CEPEL, 2001.
- ANDRADE, T., LOBÃO, W. Elasticidade-renda e preço da demanda residencial de energia elétrica no Brasil. **IPEA**, Texto para discussão n. 489, Rio de Janeiro, 1997.
- ANEEL. Nota Técnica nº 0043/2010–SRD/ANEEL, 2010. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0043_GD_SRD.pdf
- ANEEL. Relatório de custos CELPE, 2012. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Custos_CELPE_Caso_588.pdf
- ANEEL, 2012. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de energia Elétrica. Available online <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>> (Accessed February 2014)
- ANEEL, 2014. Relatório sobre consumo de energia elétrica no Brasil. Available at:
<http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSA/S/RelSAMPRegiao.xlsx> (Accessed January 2014).
- AVT, 2014. The history of electric cars. Advanced Vehicle Testing Activity. Idaho National Laboratories. (Accessed February 2014). Available online: <<http://avt.inel.gov/pdf/fsev/history.pdf>>
- BAIOCCHI, J.C., CAPELO, A. **Variational and quasi-variational inequalities**. Wiley, New York, 1984.
- BENTZEN, J., ENGSTED, T. Short and long-run elasticities in energy demand – a cointegration approach. **Energy Economics**, 15, 493-513, 1993.
- BIDWELL, M., HENNEY, A. Reliability options: a market oriented approach to long-term adequacy. **The Electricity Journal**, 18, 11-25, 2005.
- BOHI, D., ZIMMERMAN, M. An Update on Econometric Studies of Energy Demand. **Annual Review of Energy**, 9, 105 -154, 1984.

DIAMOND, J.M.. Guns, Germs, and Steel: The Fates of Human Societies. Norton, New York, 1999.

DIAMOND, D. The impact of government incentives for hybrid-electric vehicles: evidence from US states. **Energy Policy** 37 972–983, 2009.

DIJK, M., ORSATO, R., KEMPC, R.. The emergence of an electric mobility trajectory. **Energy Policy** 52 135–145, 2013.

CAAMAÑO-MARTÍN, E., LAUKAMP, H., JANTSCH, M., ERGE, T., THORNYCROFT, J., MOOR, H. D., COBBEN, S., SUNA, D., GAIDDON, B. Interaction between photovoltaic distributed generation and electricity networks. **Progress in Photovoltaics**, 16, 629-643., 2008.

CAAMAÑO, E., THORNYCROFT, J., MOOR, H. D., COBBEN, S., JANTSCH, M., ERGE, T., AUKAMP, H., SUNA, D., GAIDDON, B.. State-of-the-art on dispersed PV power generation: publications review on the impacts of PV distributed generation and electricity networks. In: **PV Upscale. Issue PV in Urban Policies - Strategic and Comprehensive Approach for Longterm Expansion**, 2007.

CARLSON, D. E. The status and outlook for the photovoltaics industry. **BP Solar**, 2006. Disponível em: <http://www.bpsolar>.

CHAO, H. Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources. **Energy Policy** 39, 3945-3953, 2011.

CHAO, H., WILSON, R. Resource adequacy and market power mitigation via option contracts. **Electric Power Research Institute**, 2004. Disponível em:: <http://stoft.com/metaPage/lib/Chao-Wilson-2003-04-resource-adequacy-options.pdf>

COURNOT, A. A. **Researches on the Mathematical Principles of the Theory of Wealth**. Macmillan, New York, 1838.

CRAMTON, P., Stoft, S. A capacity market that makes sense. **Electricity Journal**, 18, September, 43-54, 2005.

CUTLER, N., BOEREMA, N., MACGILL, I., OUTHRED, H. High penetration wind generation impacts on spot prices in the Australian national electricity market. **Energy Policy** 39, 5939-5949, 2011.

DAOUTIS, L.G., DIALYNAS, E.N. Impact of hybrid wind and hydroelectric power generation on the operational performance of isolated power systems. **Electric Power Systems Research**, 79, 1360-1373, 2009.

DENHOLM, P., ELA, E., KIRBY, B., MILIGAN, M. The role of energy storage with renewable electricity generation. **NREL Technical Report NREL/TP-6A2-47187**, 2010.

DU, Y., LU, D. Battery-integrated boost converter utilizing distributed MPPT configuration for photovoltaic systems. **Solar Energy**, 85, 1992-2002, 2011.

EGBUE, O., LONG, S.. Barriers to widespread adoption of electric vehicles: An analysis of consumer attitudes and perceptions. **Energy Policy** 48 717–729, 2012.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética], 2007a. Matriz Energética Nacional 2030. Brasil - Ministério de Minas Energia; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . Brasília : MME, 2007. Disponível online:
 <http://www.mme.gov.br/spe/galerias/arquivos/Publicacoes/matriz_energetica_nacional_2030/MatrizEnergeticaNacional2030.pdf> (Accessed January 2014).

EPE, 2007b. Plano Nacional de Energia 2030. Ministério de Minas e Energia ; colaboração Empresa de Pesquisa Energética . Brasília : MME.

EPE, 2013. Brazilian Energy Balance 2013 Year 2012. Empresa de Pesquisa Energética – Rio de Janeiro. Available online <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf> (Accessed January 2014)

FREEDMAN, D.. Statistical Models: Theory and Practice, Cambridge University Press, 2005.

FUJIMOTO, H., NAKAMURA, Y. Optimal Progressive Taxation on Incomes with or without automatic transfer payments to the poor. **CAES Working Paper Series**, WP-2010-006, 1-24, 2010. Disponível em: <http://www.econ.fukuoka-u.ac.jp>

GARUD, R., GARUD, R., KARNØE, P., 2009. Path dependence or path creation? Journal of Management Studies 47 (4), 760-774.

GARUD, R., KARNØE, P.. Path creation and path dependence. Lawrence Erlbaum & Assoc., 2001.

GARUD, R., KARNØE, P.. Bricol age versus breakthrough: distributed and embedded agency in technology entrepreneurship. Research Policy 32 (2), 277-300, 2003.

GRUND, T., WALOSZEK, C., HELBI, D.. How Natural Selection Can Create Both Self- and Other-Regarding Preferences, and Networked Minds. Scientific Reports 3 : 1480 | DOI: 10.1038/srep01480, 2013.

GAUTAM, D., MITHULANANTHAN, N. Optimal DG placement in deregulated electricity market. **Electric Power Systems Research**, 77, 1627–1636, 2007.

GENC, T. S., SEN, S. An analysis of capacity and price trajectories for the Ontario electricity market using dynamic Nash equilibrium under uncertainty. **Energy Economics** 30, 73-191, 2008.

GOLDEMBERG, J., SCHAEFFER, R., SZKLO, A., LUCCHESI, R., Oil and natural gas prospects in South America: Can the petroleum industry pave the way for renewables in Brazil? *Energy Policy* 64 58–70, 2014.

GRIFFIN, J. M., SCHULMAN, C. T. Price asymmetry in energy demand models: A proxy for energy-saving technical change? **The Energy Journal**, 26, 1-21, 2005.

GRUBLER, A. Energy transitions research: insights and cautionary tales. *Energy Policy* 50 8–16, 2012.

GRUBLER, A., CUTLER, C., 2008. Energy transitions. In: Encyclopedia of Earth. Eds. Cutler J. Cleveland (Washington, DC: Environmental Information Coalition, National Council for Science and the Environment). Available at: <http://www.eoearth.org/article/Energy_transitionsS.> (Accessed December 2013)

GUILLE, B., GROSS, G. A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) Implementation. **Energy Policy**, 37, 4379–4390, 2009.

GUTHRIE, G., VIDEBECK, V. Electricity spot price dynamics: Beyond financial models. **Energy Policy**, 35, 5614-5621, 2007.

HARRIS, P. Relationship between competitive power markets and grid reliability: the PJM RTO Experience. **US Department of Energy and Natural Resources Canada**, p.p. 4-5, 2005. Disponível em: <http://www.energetics.com/meetings/reliability/papers.html>

HARDIN, G. The tragedy of the commons. *Science* 162, 1243–1248, 1968.

HEISKANEN , E., LOVIO, R., JALAS, M.. Path creation for sustainable consumption: promoting alternative heating systems in Finland. **Journal of Cleaner Production** 19 192-1900, 2011.

HEDEGAARD, K., MEIBOM, P. Wind power impacts and electricity storage—a time scale perspective. **Renewable Energy** 37, 318–324, 2012.

HOUWING, M., AJAH, A., HEIJNEN, P., BOUWMANS, A., HERDER, P. Uncertainties in the design and operation of distributed energy resources: the case of micro- CHP systems. **Energy** 33, 1518–1536, 2008.

IEA [International Energy Agency], 2013a. Global EV outlook: understanding the electric vehicle landscape to 2020. <http://www.iea.org/topics/transport/electricvehiclesinitiative/EVI_GEO_2013_FullReport.pdf> (Accessed January 10 2014).

IEA, 2013b. World energy outlook 2013 factsheet: how will global energy markets evolve to 2035? <http://www.iea.org/media/files/WEO2013_factsheets.pdf> (Accessed January 2014).

IEA, 2014. A brief history of electric vehicles. <http://www.iea.org/topics/transport/electricvehiclesinitiative/EVI_GEO_2013_Timeline.PDF> (Accessed February 8 2014)

IPCC, 1990. Climate Change: The IPCC Response Strategies. <http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_ipcc_first_assessment_1990_wg3.shtml#.Uwdjh86TKb4> (Accessed February 10 2014)

IPCC, 2007. Climate Change 2007: Synthesis Report. <http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/syr/en/main.html> (Accessed February 10 2014)

IPCC, 2013. Climate Change 2013: The Physical Science Basis. <<http://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/#.UwdZn86TKb4>> (Accessed February 10 2014)

IRFFI, G., CASTELAR, I., SIQUEIRA, M.L., LINHARES, F.C. Previsão da demanda por energia elétrica para classes de consumo na região Nordeste, usando OLS dinâmico e mudança de regime. **Economia Aplicada** 13, 69–98, 2009.

JARDIM, C.S., RÜTHER, R., SALAMONI, I.T., VIANA, T., REBECHI, S.H., KNOB, P. The strategic siting and the roofing area requirements of building-integrated photovoltaic solar energy generators in urban areas in Brazil. **Energy and Buildings** 40, 365–370, 2008.

KRAJACIC, G., DUIC, N., TSIKALAKIS, A., ZOULIAS, M., CARALIS, G., PANTERI, E., CARVALHO, M.G. Feed-in tariffs for promotion of energy storage technologies. **Energy Policy** 39, 1410–1425, 2011.

LAIRD, F., STEFES, C. The diverging paths of German and United States policies for renewable energy: Sources of difference. **Energy Policy** 37 2619–2629, 2009.

LASSETER, R.H. Microgrids. In: Proceedings of the IEEE PES Winter Meeting, vol. 1, pp. 305–308, 2002.

LAY, J., ONDRACZEK, J., STOEVEER, J. Renewables in the energy transition: Evidence on solar home systems and lighting fuel choice in Kenya. **Energy Economics** 40 350–359, 2013.

LIPP, J. Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom. *Energy Policy* 35 5481–5495, 2007.

MADDALA, G.S., TROST, R.P., LI, H., JOUTZ, F. Estimation of short-run and long-run elasticities of energy demand from panel data using shrinkage estimators. **Journal of Business and Economic Statistics** 15, 90–100, 1997

MCTI, 2014. Datasheet on carbon/kwh in Brazil. Ministério de Ciência e Tecnologia – Brasil. Available online: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html#ancora>> (Access January 2014).

MEEUS, L., 2010. Why (and how) to Regulate Power Exchanges in the EU Market Integration Context? EUI Working Paper. Available from: <http://www.economie.polytechnique.edu/servlet/com.univ.collaboratif.utils.LectureFichiergw?>

MELOSI, MARTIN V. Energy transitions in the nineteenth-century economy. In: George, H., Daniels, Rose, Mark H. (Eds.), *Energy and Transport: Historical Perspectives on Policy Issues*. Sage Publications, Beverly Hills, CA, pp. 55–69, 1982.

MILSTEIN, I., TISHLER, A. Intermittently renewable energy, optimal capacity mix and prices in a deregulated electricity market. **Energy Policy** 39, 3922–3927, 2011.

MITSCHER, M., RÜTHER, R., 2012. Economic performance and policies for gridconnected residential solarphotovoltaic systems in Brazil. **Energy Policy** 49, 688–694, 2012.

MIRANDA, M. M., 2012. Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação da avaliação do ciclo de vida. Dissertation. São Paulo University (USP). <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18139/tde-22012013-112737/pt-br.php>> (Access January 2014).

MODIANO, E.M. Elasticidade-renda e preço da demanda de energia elétrica no Brasil. Departamento de economia—PUC/RJ, Texto para discussão n1 68, Rio de Janeiro, 1984.

MOLINA, M.G., MERCADO, P.E. Stabilization and control of tie-line power flow of micro-grid including wind generation by distributed

energy storage. **International Journal of Hydrogen Energy** 35, 5827–5833, 2010.

MOHAREB, E., A. KENNEDY, C., 2014. Scenarios of technology adoption towards low-carbon cities. **Energy Policy** 66, 685–693, 2014.

NAGURNEY, A. *Network Economics: A Variational Inequality Approach*, second revised ed. Kluwer Academic Publishers, Boston, 1999.

NAGURNEY, A., LIU, Z., COJOCARU, M., DANIELE, P. Dynamic electric power supply chains and transportation networks: an evolutionary variational inequality formulation. **Journal of Transportation Research E** 43, 624–646, 2007.

NASH, J. Equilibrium points in n-person games. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences, USA*, vol. 36, pp. 48–49, 1950.

NASH, J. Non-cooperative games. *Annals of Mathematics* 54, 286–295, 1951.

NIRMAL-KUMAR, C.N., NIRAJ, G. Battery energy storage systems: assessment for small-scale renewable energy integration. **Energy and Buildings** 42, 2124–2130, 2010.

NOOR, M.A., NOOR, K.I., RASSIAS, K.M. Some aspects of variational inequalities. **Journal of Computational and Applied Mathematics** 4, 285–312, 1993.

NREL, 2006. Regional Difference in the Price-elasticity of Demand for Energy. Subcontract Report. Disponível em: National Renewable Energy Laboratories.
(<http://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39512.pdf>).

NREL, 2012. Distributed Generation Renewable Energy Estimate of costs. National Renewable Energy Laboratories. Disponível em: (www.nrel.gov/analysis/pdfs/2012_dg_icoe_data.pdf).

NREL [National Renewable energy Laboratories], 2012. Opportunities for Synergy Between Natural Gas and Renewable Energy in the Electric Power and Transportation Sectors. Technical Report NREL/TP-6A50-56324. Disponível em: < <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/56324.pdf> > (Accessed January 2014).

OBARA, S., WATANABE, S., RENGARAJAN, B. Operation method study based on the energy balance of an independent microgrid using solar-powered water electrolyzer and an electric heat pump. *Energy* 36, 5200–5213, 2011a.

OBARA, S., WATANABE, S., RENGARAJAN, B., 2011b. Operation planning of an independent microgrid for cold regions by the distribution of fuel cells and water electrolyzers using a genetic algorithm. **International Journal of Hydrogen Energy** 36, 14295–14308, 2011b.

ONS, 2014. Histórico da geração de energia. Available at: <http://www.ons.org.br/historico/geracao_energia.aspx> (Accessed January 10 2014).

OZAKI N, R, SEVASTYANOVA, K., 2011. Going hybrid: An analysis of consumer purchase motivations. **Energy Policy** 39 2217–2227.

PASSEY, R., SPOONER, T., MACGILL, I., WATT, M., SYNGELLAKIS, K. The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: a review of technical and non-technical factors. **Energy Policy** 39, 6280–6290, 2011.

PERCA, M.; SZOLNOKIB, A. Coevolutionary games—A mini review. **BioSystems** 99 (2010) 109–125, 2010.

PIERSON, P. Politics in Time: History, Institutions, and Social Analysis. Princeton University Press, Princeton, NJ, 2004.

PRATT, J. El ascenso del petro leo: la transicion de carbon al petro leo en los Estados Unidos a comienzos del siglo XX. In: Pelerman, L, Giebelhaus, A., Yokell, M. Transiciones de las Fuentes Energia: perspectivas largo plazo, Buenos Aires: 17–39, 1983.

ROGERS, E.M. Diffusion of Innovations. Free Press, New York, 1995.

RUBIO, M.; FOLCHI, M. Will small energy consumers be faster in transition? Evidence from the early shift from coal to oil in Latin America. **Energy Policy** 50 50–61, 2012.

RUBIN, O., BABCOCK, B. A novel approach for modeling deregulated electricity markets. **Energy Policy** 39, 2711–2721, 2011.

RÜTHER, R., KNOB, P., JARDIM, C.S., REBECHI, S.H. Potential of building-integrated photovoltaic solar energy generators in assisting daytime peaking feeders in urban areas in Brazil. **Energy Conversion and Management** 49, 1074–1079, 2008.

RÜTHER, R., BRAUN, P. Energetic contribution potential of building-integrated photovoltaics on airports in warm climates. **Solar Energy** 83, 1923–1931, 2009.

RÜTHER, R., ZILLES, R. Making the case for grid-connected photovoltaics in Brazil. **Energy Policy** 39, 1027–1030, 2011.

SAWIN, J. Mainstreaming Renewable Energy in the 21st Century. World Watch Institute, Washington, DC, 2004.

SANDALOW, D. *Plug-In Electric Vehicles: What Role for Washington? The Brookings Institution*. (1st. ed.). pp.1-6, 2009.

SCHUMPETER, J. The Theory of Economic Development. New York: Oxford University Press, 1983 [1912].

SCHMIDT, C.A., LIMA, M.A. A demanda por energia elétrica no Brasil. **Revista Brasileira de Economia** 58, 2004.

SMELOFF, E., 2004. Alternatives to Transmission System Expansion—Local Area Perspective. Policy Update, California Energy Department. Disponível em: http://http://www.energy.ca.gov/2004_policy_update/documents/2004-06-14-workshop/2004-06-14_ESMELOFF.PDF).

SOLOMON, B., KRISHNA, K. The coming sustainable energy transition: history, strategies, and outlook. b. **Energy Policy** 39 7422–7431, 2011.

SUN, Z., ZHANG, X., 2012. Advances on distributed generation technology. In: 2012 International Conference on Future Electrical Power and energy systems. **Energy Procedia**, vol. 17, pp. 32–38, 2012.

URBANETZ, J., BRAUN, P., RÜTHER, R., 2012. Power quality analysis of grid- connected solar photovoltaic generators in Brazil. **Energy Conversion & Management** 64, 8–14, 2012.

VAHL, F. P.; RUTHER, R.; CASAROTTO FILHO, N. The influence of distributed generation penetration levels on energy markets. Original Research Article. **Energy Policy**, Volume 62, November 2013, Pages 226-235, 2013a.

VAHL, F. P.; CAMPOS, L. M. S.; CASAROTTO FILHO, N. Sustainability constraints in techno-economic analysis of general lighting retrofits. Original Research Article. **Energy and Buildings**, Volume 67, December 2013, Pages 500-507, 2013b.

VAHL, F. P.; CASAROTTO FILHO, N. Energy transition and path creation for natural gas in the Brazilian electricity mix. Original Research Article. **Journal of Cleaner Production**, Volume 86, 1 January 2015, Pages 221-229, 2015.

WHITAKER, C., NEWMILLER, J., ROPP, M., NORRIS, B., 2008. Renewable Systems Interconnection Study: Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements. Sandia National Laboratories. Disponível em: http://nashau.cheba.ru/docs/24/23490/conv_1/file1.pdf).

WU, O., CHENG, W., ZHANG, X. Distribution network planning method considering distributed generation for peak cutting. **Energy Conversion & Management** 51, 2394–2401, 2010.

ANEXO A

Tabela 1 - Custos de tecnologias para geração de energia elétrica nos EUA

	Custo médio instalação (USD\$/kW)	Desvio-padrão Custo instalação (USD\$/kW)	Fixo O&M (USD\$/kW .ano)	Fixo O&M Desvio-padrão (USD\$/kW .ano)	Variável O&M (USD\$/kW h)
Solar PV<10kW	4.779	820	29	20	n/a
Solar PV10-100kW	4.425	537	26	19	n/a
Solar PV0.1-1MW	3.671	673	24	13	n/a
Solar PV1 - 10MW	3.383	614	22	10	n/a
Eólica <10kW	8.286	1254	38	22	n/a
Eólica 10 - 100kW	6.066	887	44	11	0,02
Eólica 0.1-1MW	3.567	887	38	6	n/a
Eólica 1 - 10MW	2.242	417	46	19	0,01
Biomassa CCHP	5.528	459	41	27	0,07

Fonte: NREL (2012)

ANEXO B

Tabela 2 – Emissões de CO₂ da matriz energética brasileira

Tecnologia	Fator de emissões (gCO₂eq/kWh)	Geração de energia (GWh/ano)	Emissões anuais (tCO₂eq/ano)	Proporção das emissões (%) 2013
Hídrica	86	422785	36448295	61
Eólica	16	1445	23337	0,004
Nuclear	14	14523	214650	0,4
Térmica - MC	1144	6124	7008061	12
Térmica – NG	518	25284	13129981	22
Térmica – OC	781	2088	1631020	3
Térmica – OD	829	1127	934238	2
TOTAL		473376	59341776	100

Fonte: Miranda (2012)

ANEXO C

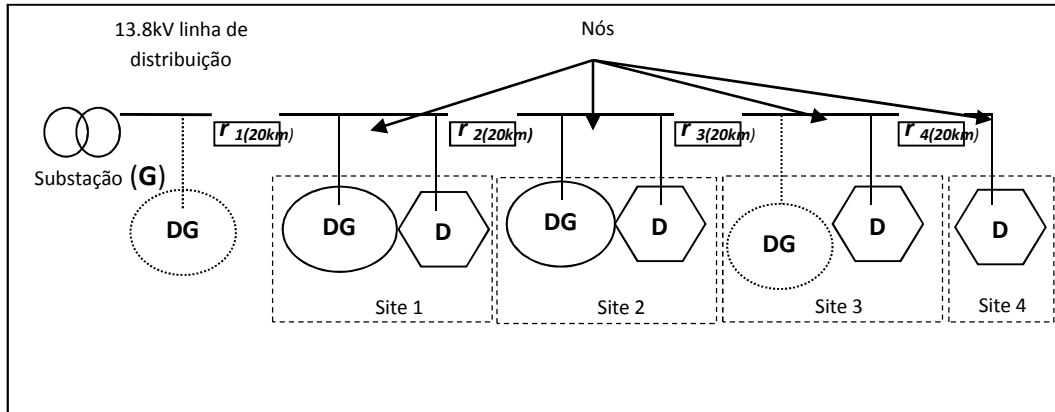
Tabela 3 – Resultados das regressões, previsões e metas de expansão de capacidade de acordo com cada fonte

Fonte	Resultado da regressão		Metas (GW)		Previsão (GW)		
		R ²	2020	2030	2020	2030	2050
Hídrica	$1,7854x - 3508,6$	0,9945	116	156	97,90	115,76	151,47
Thermal a	$e^{0,048x}(10^{-41})$	0,9494			35,30	57,34	151,26
Thermal b	$3(10^{-71})e^{0,0917x}$	0,6683	24,37	37,37	83,79	209,63	1312,10
Eólica	$0,3038x - 609,48$	0,936	2,28	4,68	4,18	7,22	13,30
Nuclear	$0,0665x - 131,7$	0,8566	4,34	7,34	2,63	3,29	4,62

Elaboração do autor

ANEXO D

Figura 18 – Modelo de rede de distribuição de energia utilizado



Elaborado pelo autor

ANEXO E

Tabela 4 – Funções de preço pela demanda para cada mercado

	Elasticidad e-preço da demanda (α)	Preço médio da energia (USD\$/M Wh)	Demanda no preço médio (MWh)	<i>Função da demanda</i> $D(p_i) = p_0 + p_j \cdot dD(q) / dq$
Residencial (D _{1,4})	-0,085	157,21	3.334.593	$D(p_1) = 2.006,74 - 0,001 \cdot p_1$
Comercial (D ₂)	-0,174	124,68	107.114	$D(p_2) = 841,23 - 0,007 \cdot p_2$
Industrial (D ₃)	-0,545	148,474	1.041.391	$D(p_3) = 420,89 - 0,001 \cdot p_3$

Elaborado pelo autor.

ANEXO F

Tabela 5 – Perdas em diferentes tipos de cabos de transmissão de energia elétrica

Cabo	S(mm ²) Al	Resistência (ohm/km)	Carga máxima		Perdas de energia		Custos para 20km (USD\$/ MVAh)
			I max. (50°)(A)	MVA @ 13,8kV	Perda potência (MW/MVAh/km): média @ 13,8kV	Custos perdas (USD\$/MVAh/km)	
2 AWG	33,63	0,86305	138	3,3	0,0050	0,7724	15,44
1/0 AWG	53,49	0,53632	184	4,4	0,0041	0,64	12,79
4/0 AWG	107,22	0,26756	293	7	0,0033	0,5089	10,17
336,4MCM	170,46	0,16913	395	9,4	0,0028	0,4353	8,70
477 MCM	241,7	0,11928	485	11,6	0,0024	0,3751	7,50

Elaboração do autor

ANEXO H

Tabela 6 – Impactos econômicos da inserção de geradores distribuídos em mercados consumidores industriais de energia elétrica considerando oligopólio de produtores utilizando diferentes tecnologias

Proporção de mercado		gas			
		solar	eolica	biomassa	natural
33%	preço médio (US\$/MWh)	354,25	357,48	358,16	416,43
	redução de preço	15,67%	14,90%	14,74%	0,87%
	fluxo de energia (TWh)	1,0190	0,9697	0,9592	0,0683
67%	preço médio (US\$/MWh)	288,22	292,41	293,31	416,29
	redução de preço	31,39%	30,39%	30,18%	0,90%
	fluxo de energia (TWh)	2,0287	1,9646	1,9508	0,0703
100%	preço médio (US\$/MWh)	166,11	238,97	248,73	418,23
	redução de preço	60,46%	43,11%	40,79%	0,44%
	fluxo de energia (TWh)	3,8959	2,7818	2,6325	0,0407

Elaboração do autor.